فصلنامه اقتصاد انرژی ایران
سال سوم، شماره ۹، زمستان ۱۳۹۲، صفحات ۲۱۵-۱۹۹

بررسی اثرات اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان انتشار گازهای آلاینده و گلخانه‌ای: رویکرد پویایی سیستمی

داوود منظور* و حسین رضائی**

تاریخ دریافت: ۲۸ آبان ۱۳۹۲ تاریخ پذیرش: ۲۱ اسفند ۱۳۹۲

چکیده

انتظار می‌رود اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها در بازار برق مقررات زدایی شده کشور به افزایش قیمت برق در بازار و در نتیجه تغییر در تولید برق و به تبع آن انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی منجر شود. جهت سنجش کمّی اثرات اصلاح قیمت سوخت نیروگاه‌ها بر میزان انتشار آلاینده‌ها در کشور، در این مقاله بازار برق مقررات زدایی شده به روش پویایی سیستمی مدل سازی می‌شود. این مدل دارای بخش‌های نرخ بازگشت سرمایه گذاری، حجم سرمایه گذاری،تولید، تقاضا و قیمتاست که برای شبیه سازی آن از نرم افزار پاورسیم[1] استفاده می‌شود. نتایج حاصل از شبیه‌سازی مدل نشان می‌دهد که در صورت ادامه روند قیمت های قبل از اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها در چارچوب مدل، پیش بینی می‌شود میزان آلاینده‌های کربنی از۱۵٦ میلیون تن درهر تراوات ساعت در ابتدای دوره با ۵ درصد رشد سالیانه به ۲۷۷/۸ میلیون تن برای گازهای گلخانه ای و ۱۷۵ هزار تن برای گازهای آلاینده در پایان دوره شبیه سازی خواهد رسید. با اجرای مرحله اول قانون هدفمندسازی یارانه‌ها و افزای شقیمت سوخت تحویلی به نیروگاه ها، تولید برق و به تبع آن میزان آلاینده‌های زیست‌محیطی کاهش محسوسی خواهد داشت. نتایج مدل نشان می‌دهد با حفظ رشد اقتصادی ٥/٤ درصد، میزان تولید آلاینده‌های زیست محیطی در پایان دوره نسبت به زمان عدم اجرای طرح تحول ۱درصد کاهش رشد سالیانه خواهد داشت و درصورت افزایش رشد اقتصادی به ۸ درصد، میزان انتشار سالانه حدود ۳ درصد افزایش رشد سالیانه خواهد داشت. همچنین درصورت افزایش رشد راندمان نیروگاهها براساس قانون پنجم توسعه، با رشد ٥/٤ درصدی ۰/٦ درصد کاهش رشد سالیانه و در صورت رشد ۸ درصدی،

* دانشیار دانشگاه امام صادق علیه السلام- دانشکده اقتصاد manzoor@isu.ac.ir
** دانشجوی دکتری دانشگاه امام صادق علیه السلام Hrezaee@isu.ac.ir

1. POWERSIM

Alternative Modeling Paradigm", *Riability Engineering and System Safety*, Vol. 94, P. 558-567

Schwartz Eduardo (1997), "The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implication for Valuation and Hedging", *The Journal of Finance*, Vol. 52, No. 3, P. 923-973

sdetoolbox.sourceforge.net (2011)

Shafiee Shariar and Topal Erkan (2010), "a Long Term View of Worldwide Fossil Fuel Prices", *Applied Energy*, Vol. 87, P. 988-1000

Shimko David (1992), *Finance in Continuous Time*, Kolb Publishing Company

www.opec.org (2011)

www.vosesoftware.com (2011)

مزرعتی، محمد، (۱۳۸۳)، «اعتبار چشم اندازهای بلندمدت عرضه و تقاضای انرژی»، *فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۲، ص ۶۰-۳۰.

هورسنل پل و مابرو رابرت؛ حمیدی یونسی علیرضا (۱۳۷۷)، *بازارها و قیمت های نفت*، موسسه مطالعات بین المللی انرژی

ب- انگلیسی

Anderson Henrik (2007), "Are Commodity Prices Mean Reverting", *Applied Financial Economics*, Vol. 7, P. 769–783

Gaudet Grard (2007), "Natural Resource Economics under The Rule of Hotelling", *Canadian Journal of Economics*, Vol. 40, No. 4, P. 1033-1059

Hurn A.S and Lindsay K.A and Martin V.L (1999), "on The Efficacy of Simulated Maximum Likelihood for Estimating the Parameters of Stochastic Differential Equations", *Journal of Time Series Analysis*, Vol. 24, No. 1, P. 45-62

Luca RD and Raifa H (1957), *Games and Decision*. Wiley

Magee H (1961), *General Insurance*, Richard D. Irwin Inc

Marathe R and S Ryan (2005), "on The Validity of The Geometric Brownian Motion Assumption", *The Engineering Economist*, Vol. 50, P. 159-192

Meade Nigel (2010), "Oil prices Brownian Motion or Mean Reversion? A Study Using a One Year Ahead Density Forecast Criterion", *Energy Economics*, Accepted Manuscript

Murry John and Newman Peter (1987), *a New Palgrave Dictionary*, Macmillan

Pate-Cornel ME (1996), "Uncertainties in Risk Analysis: Six Levels of Treatment", *Reliability Engineering System Safety*, Vol. 54, P. 1359-64

Pfeffer I (1956), *Insurance and Economic Theory*, Richard D. Irwin Inc

Philips J (2001), V*alue at Risk: the New Benchmark for Managing Financial Risk*, McGrow Hill

Pindyck Robert (1980), "Uncertainty and Exhaustible Resource Markets", *Journal of Political Economy*, Vol. 88, P. 1203-1225

Pindyck Robert (1999), "Long run Evaluation of Energy Price", *The Energy Journal*, Vol. 20, P. 1-27

Postali Fernando & P Picchetti (2007), "Geometric Brownian Motion and Structural Breaks in Oil Prices: a Quantitative Analysis", *Energy Economics*, Vol. 28, P. 506-522

Samson Sundeep and Reneke James and Wiecek Margaret (2009), "a Review of Different Perspectives on Uncertainty and Risk and an

همان طور که ملاحظه شد با توجه به عوامل متنوع و گسترده موثر بر قیمت نفت، روند مشخصی برای نااطمینانی وجود ندارد. ویژگی این رهیافت این است که قیمت های نفت با وجود نااطمینانی در روند حرکت قیمت، پیش بینی می شود.. به عبارت دقیق تر، از حل معادله دیفرانسیل تصادفی مطرح شده در این مطالعه(و همچنین معادلات مشابه)، روند حرکت قیمت نفت به دست می آید. بر اساس روند به دست آمده، روند آتی شبیه سازی می شود و با همگرا کردن روندهای شبیه سازی شده، روند احتمالی قیمت نفت در آتی، پیش بینی می گردد. بنابراین، پیش بینی قیمت نفت با استفاده از معادلات دیفرانسیل تصادفی و مقایسه آن با دیگر الگوهای رقیب پیش بینی کننده، می تواند موضوعی برای مطالعات آتی باشد.

منابع

الف- فارسی

ابریشمی حمید و مهر آرا محسن و آریانا یاسمین (۱۳۸۶)، «ارزیابی عملکرد الگوهای پیش بینی بی ثباتی قیمت نفت»، *مجله تحقیقات اقتصادی*، ۷۸، ص ۲۱-۱

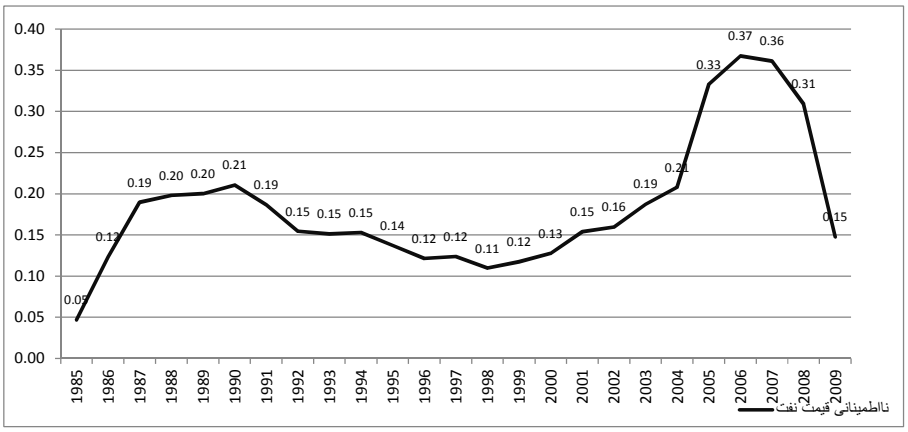
ابریشمی حمید و مهر آرا محسن و غنیمی فرد حجت الله (۱۳۸۷)، «اثر نوسانات قیمت نفت بر رشد اقتصادی برخی کشورهای OECD به وسیله تصریح غیر خطی قیمت نفت»، *مجله دانش و توسعه*، ۲۲، ص ۲۲-۷

ابونوری اسمعیل و خانعلی پور امیر(۱۳۸۹)، «آیا نااطمینانی حاصل از نوسانات قیمت نفت خام بر عرضه آن موثر است؟ کاربردی از GARCH و ARDL»، *مجله تحقیقات اقتصادی*، ۹۱، ص ۲۱۹-۲۴۷

بهبودی داود و متفکر آزاد محمد علی و رضا زاده علی (۱۳۸۸)، «اثرات بی ثباتی قیمت نفت بر تولید ناخالص داخلی در ایران»، *فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۲۰، ص ۳۳-۱

چانک کای لای و فرید ایت سهلیه؛ وحیدی اصل محمد قاسم و میامئی ابوالقاسم (۱۳۸۸)، *نظریه مقدماتی احتمال و فرآیندهای تصادفی*، مرکز نشر دانشگاهی

طیبی، سید کمیل. و خوش اخلاق، رحمان. و فراهانی، مریم. (۱۳۹۰)، «برآورد نااطمینانی در قیمت نفت سنگین ایران و سبد اوپک، کاربرد معادلات دیفرانسیل تصادفی»، *فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۳۱، ۲۳-۱



نمودار۲. روند نااطمینانی قیمت نفت سنگین ایران در دوره ۲۰۰۹-۱۹۸۵

منبع، یافته های تحقیق

۵. خلاصه و نتیجه گیری

بازار نفت، بازار پیچیده و منحصر به فردی است. علاوه بر بازیگران عمده و متنوعی فعال در این بازار، ویژگی های ذاتی نفت از جهت پایان پذیری، استراتژیک بودن و همچنین وابستگی جهانی به نفت، در حال توسعه بودن کشورهای عمده تولید کننده نفت و پایین بودن ثبات سیاسی- اقتصادی این کشورها ، سرمایه گذاری ناکافی در این بخش و استفاده از ابزارهای مالی پیشرفته در بازارهای مالی موجب متمایز شدن آن از سایر کالاها شده است. مجموع این عوامل موجب بروز نااطمینانی در قیمت های نفت می شود به طوری که گاه پیش بینی ها را با خطا مواجه می نماید.

در این مطالعه بین ریسک و ناطمینانی تفاوت قائل و نااطمینانی با استفاده از ضریب جزء وینر در معادلات دیفرانسیل تصادفی برآورد شده است. دومعادله تصادفی پایه ای و رقیب برای بررسی قیمت های نفت در ادبیات مربوطه موجود است؛ حرکت براونی هندسی و الگوی برگشت به میانگین. الگوی برگشت به میانگین، از آن جا که فرض می کند قیمت به صورت تصادفی حول مقدار میانگین در نوسان است، با واقیت های بازار نفت سازگاری بیشتری دارد. این مطالعه نااطمینانی قیمت نفت را از طریق برآورد ضریب جزء وینری در الگوی برگشت به میانگین در ۴ سناریوی مختلف برآورد و سناریوی مناسب را انتخاب کرده است. نتایج نشان می دهد بیشترین مقدار نااطمینانی مربوط به سالهای ۲۰۰۵، ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ و کمترین مقدار نااطمینانی مربوط به سالهای ۱۹۸۵ ، ۱۹۸۶و ۱۹۹۸ است.

همان طور که ذکر شد معادله برگشت به میانگین به صورت $dp = \kappa(\mu - p_t)dt + \sigma p_t dz$ است. κ نرخ بازگشت، μ میانگین بلند مدت و σ ضریب جزء وینری است که نااطمینانی را نشان می دهد. در سناریوی اول که ۱۳ ماه گذشته را برای برآورد نااطمینانی استفاده می شود، جزء نمو یعنی $\kappa(\mu - p_t)dt$ بر اساس میزان انحراف از میانگین یعنی μ، تشکیل و پارامترها برآورد زده می شود. در حالی که قیمت های میانگین ۱۳ ماه گذشته نمیتواند نشان دهنده میانگین قیمت نفت در دوره مورد بررسی باشند، سناریو اول برای برآورد پارامترها در الگو MR، مناسب نیست، بلکه برای برآورد پارامترها، باید دامنه ای را در نظر گرفت به طوری که به طور معقول میانگین قیمت ها در آن دامنه تا حدودی نشان دهنده قیمت متوسط نفت باشد. سناریو دوم نیز از آن جا که سری را به صورت تجمعی در نظر می گیرد، در برآورد نااطمینانی با خطا مواجه می شود. همان طور که مشاهده می شود مقدار نااطمینانی به صورت کاملا هموار و بین ۰/۱ تا ۰/۲ تغییر کرده است. این مشکل در مورد سناریو سوم نیز کم و بیش به چشم می خورد، به علاوه اینکه در سناریوی سوم که دوره مورد بررسی به ۴ زیر دوره تقسیم شده است، برآورد ناطمینانی در ماه های اول هر دوره با مشکل مواجه است. به عنوان مثال برای ژانویه ۲۰۰۴، که دوره جدیدی شروع شده است، پارامترها بر اساس قیمت های ۱۳ ماه گذشته برآورد شده است. در حالی که سناریوی چهارم پارامترها را بر اساس ۶۱ ماه منتهی به ماه مورد نظر براورد می کند؛ می توان استدلال کرد که دوره ۵ ساله دوره مناسبی برای تصمیم گیری در مورد رفتار یک متغیر، دوره مناسبی است. بنابراین مناسب ترین برآورد پارامترها برای الگو برگشت به مقدار میانگین، برآورد بر اساس قیمت های ۶۱ ماه منتهی به ماه مورد نظر می باشد. این متغیر با Uncertainty-MR4 نشان داده شده است.

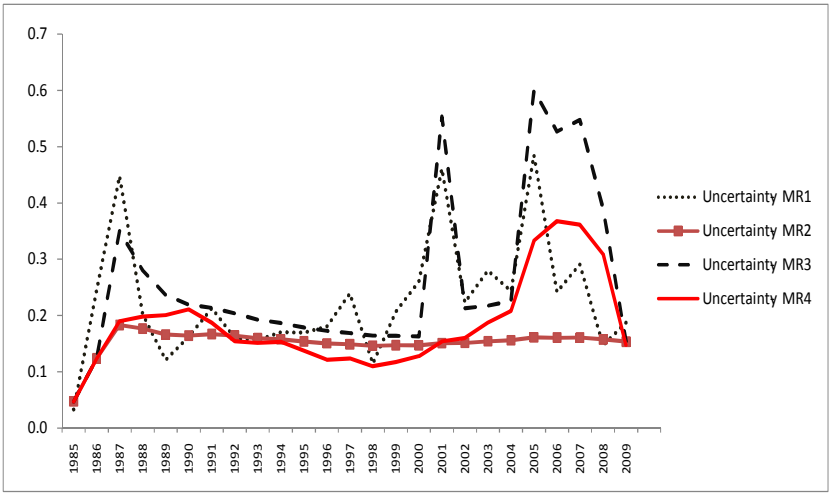
بر اساس موارد مطرح شده برای انتخاب الگو مناسب نااطمینانی در ایران، برآورد حاصل از الگوی Uncertainty-MR4، به عنوان متغیر نشان دهنده نااطمینانی قیمت نفت سنگین ایران انتخاب می شود. متغیر Uncertainty-MR4، شامل میانگین سالانه مقادیر برآوردی نااطمینانی بر اساس الگو برگشت به مقدار میانگین ، با قیمت های ماهانه ۶۱ ماه منتهی به ماه مورد مورد نظر است. بر اساس این الگو ، بیشترین مقدار نااطمینانی مربوط به سالهای ۲۰۰۵، ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ و کمترین مقدار نااطمینانی مربوط به سالهای ۱۹۸۵ ، ۱۹۸۶و ۱۹۹۸ است. نمودار ۲ روند نااطمینانی اندازه گیری شده برای قیمت نفت سنگین ایران را در طول دوره زمانی نشان می دهد.

۱۹۹۶	۰/۰۰۳	۰/۱۲۱	۲/۱۹
۱۹۹۷	۰/۰۰۱	۰/۱۲۴	۲/۳۴
۱۹۹۸	-۰/۰۰۳	۰/۱۱۰	۱/۳۲
۱۹۹۹	۰/۰۰۲	۰/۱۱۷	۱/۱۵
۲۰۰۰	۰/۰۰۸	۰/۱۲۸	۱/۱۶
۲۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۱۵۴	۱/۳۶
۲۰۰۲	۰/۰۰۵	۰/۱۶۰	۱/۳۳
۲۰۰۳	۰/۰۱۵	۰/۱۸۷	۱/۸۱
۲۰۰۴	۱۶/۲۲	۰/۲۰۸	۲/۵۵
۲۰۰۵	۰/۰۱۰	۰/۳۳۳	۶/۷۵
۲۰۰۶	۱۸/۱۷	۰/۳۶۷	۹/۷۴
۲۰۰۷	۸۷/۵۹	۰/۳۶۱	۱۲/۰۴
۲۰۰۸	۴۵/۷۳	۰/۳۰۹	۱۰/۵۱
۲۰۰۹	۰/۰۱۰	۰/۱۴۸	۰/۸۹

μ : ضریب نمو قیمت، σ : نااطمینانی قیمت و κ : ضریب برگشت قیمت های کوتاه مدت به مقادیر میانگین بلندمدت، MR: فرایند برگشت به میانگین

منبع، یافته های تحقیق

مقادیر σ برآوردی با ۴ سناریو در الگوی MR، در نمودار۱ نشان داده شده است. اعداد ۱ تا ۴ نشاندهنده سناریوهای ۱ تا ۴ می باشد. به عنوان مثال Uncertainty-MR4، مقدار σ برآوردی با الگو MR، و بر اساس داده های قیمت ۶۰ ماه گذشته می باشد.



نمودار ۱. مقایسه مقادیر نااطمینانی برآوردی در الگو MR با سناریوهای مختلف

منبع، یافته های تحقیق

۱۹۹۹	۰	۰/۱۶۴	۱/۲۲
۲۰۰۰	۰/۰۰۳	۰/۱۶۳	۱/۲۲
۲۰۰۱	-۱۹/۵۳	۰/۵۵۳	۱۸/۱۰
۲۰۰۲	-۰/۰۰۴	۰/۲۱۳	۲/۳۶
۲۰۰۳	۰/۰۰۱	۰/۲۱۷	۲/۴۱
۲۰۰۴	۱۹/۶۹	۰/۲۲۶	۲/۸۶
۲۰۰۵	۲۷/۵۴	۰/۶۰۰	۲۱/۳۴
۲۰۰۶	۲۳/۴۳	۰/۵۲۷	۲۰/۸۵
۲۰۰۷	۱۴/۸۴	۰/۵۴۷	۲۲/۲۴
۲۰۰۸	۹/۲۹	۰/۳۹۰	۱۴/۷۱
۲۰۰۹	۰/۰۱۳	۰/۱۵۴	۰/۹۹

μ : ضریب نمو قیمت، σ : نااطمینانی قیمت و K : ضریب برگشت قیمت های کوتاه مدت به مقادیر میانگین بلندمدت، MR: فرایند برگشت به میانگین

منبع، یافته های تحقیق

در سناریوی چهارم پارامترها بر اساس قیمت های ماهانه ی۵ سال منتهی به ماه مورد نظر، یعنی داده های ۶۱ ماه (۶۰ ماه گذشته و ماه مورد نظر) برآورد زده شده است. از آن جا که داده های ماهانه برای قیمت نفت سنگین ایران از سال ۱۹۸۲ موجود است، برآورد پارامترها برای ماه های سال ۱۹۸۵، از داده های ۳ سال گذشته (۱۹۸۵-۱۹۸۲) و برای سال ۱۹۸۶، از داده های ۴ سال و برای بقیه سال ها از داده های ماهانه ۵ سال منتهی به آن ماه استفاده شده است. نتایج متوسط سالانه پارامترهای برآوردی برای الگوی MR در جدول ۵ ارائه شده است.

جدول ۵. نتایج نااطمینانی سالانه با الگو های MR- سناریوی چهارم

سال	μ	σ	K
۱۹۸۵	-۰/۰۰۲	۰/۰۴۷	۱/۴۶
۱۹۸۶	-۰/۰۲	۰/۱۲۳	۱/۱۰
۱۹۸۷	-۰/۰۰۹	۰/۱۹۰	۱/۶۸
۱۹۸۸	-۰/۰۱۳	۰/۱۹۸	۱/۷۴
۱۹۸۹	-۰/۰۰۹	۰/۲۰۰	۱/۵۵
۱۹۹۰	-۰/۰۰۵	۰/۲۱۱	۱/۴۰
۱۹۹۱	-۰/۰۰۴	۰/۱۸۷	۱/۱۱
۱۹۹۲	۰	۰/۱۵۴	۰/۸۷
۱۹۹۳	۰/۰۰۲	۰/۱۵۱	۰/۸۶
۱۹۹۴	-۰/۰۰۱	۰/۱۵۳	۰/۹۲
۱۹۹۵	-۰/۰۰۳	۰/۱۳۷	۱/۱۲

در سناریوی سوم بر اساس منشا عمده تغییرات قیمت نفت دوره مورد بررسی را به ۴ زیر دوره ۱۹۸۶-۱۹۸۲، ۲۰۰۰-۱۹۸۶، ۲۰۰۴-۲۰۰۰، ۲۰۰۸-۲۰۰۴ تقسیم شده است. از ۱۹۸۲ تا ۱۹۸۶، اوپک و در راس آن عربستان نقش تعیین کننده قیمت را برعهده داشته است. دوره۱۹۸۶ تا ۲۰۰۰، دوره تعیین قیمت ها بر اساس قیمت های مرجع بازار بوده است. در این دوره کشورهای صادر کننده توافق کردند که قیمت نفت های صادراتی را بر مبنای یکی از نفت های شاخص (عموما نفت برنت) قیمت گذاری کرده و به فروش برسانند. در این دوره قیمت روند نسبتا آرامی داشته و به جزء چند مورد که عمده ترین آن حمله عراق به کویت بوده است، تغییرات گسترده ای در قیمت های نفت مشاهده نمی شود. از سال ۲۰۰۰ روند افزایشی قیمت شروع شده به طوری که قیمت در سال ۲۰۰۴ به مرز ۴۰ دلار نزدیک شده است. از ۲۰۰۴ تا ۲۰۰۹ روند جهشی قیمت شروع می شود و بسیاری اعتقاد دارند که منشا افزایش قیمت در این دوره نه کمبود عرضه و بلکه افزایش سریع تقاضا بوده است. بر این اساس پارامترهای ماهانه در هر دوره، بر اساس قیمت های ابتدای آن دوره تا پایان ماه مورد نظر برآورد شده است. به عنوان مثال برای برآورد پارامترها ژانویه ۲۰۰۶، از قیمت های ژانویه ۲۰۰۴ تا پایان ژانویه ۲۰۰۶ استفاده شده است. نتایج متوسط سالانه پارامترهای مد نظر در جدول ۴، قابل مشاهده است.

جدول ٤. نتایج نااطمینانی سالانه با الگو های MR- سناریوی سوم

سال	μ	σ	κ
۱۹۸۵	-۰/۰۰۲	۰/۰۴۷	۱/۴۶
۱۹۸۶	-۰/۰۲	۰/۱۲۳	۱/۱۰
۱۹۸۷	۰	۰/۳۵۱	۱/۸۷
۱۹۸۸	-۰/۰۰۹	۰/۲۸۰	۱/۹۶
۱۹۸۹	-۰/۰۰۱	۰/۲۳۶	۱/۶۹
۱۹۹۰	۰/۰۰۳	۰/۲۱۹	۱/۵۱
۱۹۹۱	۰	۰/۲۱۳	۱/۱۷
۱۹۹۲	۰/۰۰۱	۰/۲۰۳	۱/۱۹
۱۹۹۳	-۰/۰۰۱	۰/۱۹۲	۱/۲۰
۱۹۹۴	-۰/۰۰۱	۰/۱۸۶	۱/۲۳
۱۹۹۵	۰	۰/۱۷۹	۱/۲۴
۱۹۹۶	۰/۰۰۱	۰/۱۷۳	۱/۲۶
۱۹۹۷	۰/۰۰۱	۰/۱۶۹	۱/۲۸
۱۹۹۸	-۰/۰۰۲	۰/۱۶۴	۱/۲۲

در سناریوی دوم، برای به دست آوردن نااطمینانی در دوره مورد بررسی، قیمت های ماهانه از ابتدای دوره به صورت تجمعی در نظر گرفته شده است. به عنوان مثال برای برآورد نااطمینانی قیمت نفت در ژانویه ۱۹۸۵، از ژانویه ۱۹۸۲ تا پایان ژانویه ۱۹۸۵ و برای برآورد نااطمینانی در ژانویه ۲۰۰۹، از ژانویه ۱۹۸۵ تا پایان ژانویه ۲۰۰۹، استفاده شده است.نتایج میانگین سالانه پارامترهای برآورد شده در جدول ۳ آمده است.

جدول ۳. نتایج نااطمینانی سالانه با الگوی MR- سناریوی دوم

سال	μ	σ	κ
۱۹۸۵	-۰/۰۰۲	۰/۰۴۷	۱/۴۶
۱۹۸۶	-۰/۰۲	۰/۱۲۳	۱/۱۰
۱۹۸۷	-۰/۰۰۸	۰/۱۸۳	۱/۶۶
۱۹۸۸	-۰/۰۱۰	۰/۱۷۶	۱/۷۳
۱۹۸۹	-۰/۰۰۶	۰/۱۶۶	۱/۵۵
۱۹۹۰	-۰/۰۰۴	۰/۱۶۴	۱/۴۰
۱۹۹۱	-۰/۰۰۵	۰/۱۶۷	۱/۳۲
۱۹۹۲	-۰/۰۰۴	۰/۱۶۴	۱/۱۶
۱۹۹۳	-۰/۰۰۵	۰/۱۵۹	۱/۱۷
۱۹۹۴	-۰/۰۰۴	۰/۱۵۸	۱/۲۰
۱۹۹۵	-۰/۰۰۳	۰/۱۵۴	۱/۲۰
۱۹۹۶	-۰/۰۰۲	۰/۱۵۰	۱/۲۲
۱۹۹۷	-۰/۰۰۲	۰/۱۴۹	۱/۲۳
۱۹۹۸	-۰/۰۰۴	۰/۱۴۶	۱/۱۹
۱۹۹۹	-۰/۰۰۲	۰/۱۴۷	۱/۱۸
۲۰۰۰	۰۰	۰/۱۴۷	۱/۱۹
۲۰۰۱	-۰/۰۰۱	۰/۱۵۱	۱/۲۵
۲۰۰۲	-۰/۰۰۱	۰/۱۵۱	۱/۲۵
۲۰۰۳	۰/۰۰	۰/۱۵۴	۱/۲۹
۲۰۰۴	۰/۰۰۱	۰/۱۵۶	۱/۳۴
۲۰۰۵	۰/۰۰۲	۰/۱۶۱	۱/۴۲
۲۰۰۶	۰/۰۰۳	۰/۱۶۰	۱/۴۴
۲۰۰۷	۰/۰۰۳	۰/۱۶۱	۱/۴۶
۲۰۰۸	۰/۰۰۴	۰/۱۵۷	۱/۴۰
۲۰۰۹	۰/۰۰۲	۰/۱۵۳	۱/۲۲

μ : ضریب نمو قیمت، σ : نااطمینانی قیمت و κ : ضریب برگشت قیمت های کوتاه مدت به مقادیر میانگین بلندمدت، MR: فرایند برگشت به میانگین

منبع، یافته های تحقیق

جدول ۲. نتایج نااطمینانی سالانه با الگوی MR- سناریوی اول

سال	μ	σ	κ
۱۹۸۵	-۰/۰۰۲	۰/۰۳۳	۱/۲۸
۱۹۸۶	-۶۰/۹۴	۰/۲۴۴	۰/۹۹
۱۹۸۷	۵۱/۴۴	۰/۴۴۸	۱۰/۰۱
۱۹۸۸	-۵۰/۴۳	۰/۲۰۲	۹/۵۷
۱۹۸۹	۰/۰۲۱	۰/۱۲۱	۱/۱۷
۱۹۹۰	۹/۸۹	۰/۱۶۲	۲/۹۴
۱۹۹۱	-۰/۰۱۹	۰/۲۱۳	۰/۸۵
۱۹۹۲	۰/۰۰۴	۰/۱۶۰	۳/۶۹
۱۹۹۳	-۲۸/۳۳	۰/۱۵۶	۷/۰۲
۱۹۹۴	-۳۴/۹۴	۰/۱۷۰	۵/۵۵
۱۹۹۵	۲۷/۰۸	۰/۱۶۹	۸/۹۷
۱۹۹۶	۰/۰۱	۰/۱۸۰	۱۰/۴۲
۱۹۹۷	-۱۷/۹۸	۰/۲۳۹	۱۰/۸۹
۱۹۹۸	-۰/۰۳	۰/۱۱۴	۰/۸۴
۱۹۹۹	-۱۱/۸۹	۰/۲۰۷	۳/۱۶
۲۰۰۰	۱۰۵/۱۶	۰/۲۶۰	۸/۱۵
۲۰۰۱	-۱۵/۵۳	۰/۴۶۱	۱۲/۹۶
۲۰۰۲	۰/۰۰۹	۰/۲۲۳	۵/۱۹
۲۰۰۳	۴۹/۲۴	۰/۲۷۹	۵/۲۸
۲۰۰۴	۱۰۴/۷۱	۰/۲۴۳	۹/۲۶
۲۰۰۵	۷۷/۶۴	۰/۴۸۵	۱۴/۵۱
۲۰۰۶	۳۴/۷۰	۰/۲۴۲	۸/۶۴
۲۰۰۷	-۱۸/۵۴	۰/۲۹۱	۱۱/۳۴
۲۰۰۸	۷/۹۹	۰/۱۴۷	۶/۲۹
۲۰۰۹	۱۴/۷۹	۰/۱۸۷	۲/۵۸

μ : ضریب نمو قیمت، σ : نااطمینانی قیمت و κ : ضریب برگشت قیمت های کوتاه مدت به مقادیر میانگین بلندمدت، MR: فرایند برگشت به میانگین

منبع، یافته های تحقیق

θ، بردار پارامترهاست. فرض کنید $x_0, x_1, ..., x_n$ توالی از $N+1$ داده از متغیر تصادفی $x(t)$ در زمان های غیر تصادفی $t_0 < t_1 < ... < t_N$ باشد، چگالی مشترک یا راستنمایی این نمونه از داده ها به شکل ذیل است:

$$f_0(x_0|\theta)\prod_{k=1}^{N} f\left[(t_k, x_k)\middle|(t_{k-1}, x_{k-1}),...,(t_0, x_0);\theta\right] \qquad (۴)$$

f_0 چگالی حالت اولیه است. مقدار بهینه θ (پارامترها) از حداکثر کردن معادله بالا نسبت به θ، برآورد زده می شود(هورن و دیگران[1]، ۱۹۹۹).

در این مطالعه، برای برآورد پارامترهای معادله دیفرانسیل تصادفی، از نرم افزار Model 4 Risk استفاده شده است[2]. برای برآورد پارامترها با استفاده از داده های ماهانه، ۴ سناریوی دامنه قیمتی در نظر گرفته شده و بر اساس آن پارامترها برآورد شده است.[3] سپس مقدارنااطمینانی هر سال، از میانگین نااطمینانی برآورد شده در ماه های هر سال به دست آمده است.

در سناریوی اول از داده های ۱۳ ماه منتهی به ماه مورد نظربرای برآورد پارامترهای آن ماه استفاده شده است، به عنوان مثال برای برآورد پارامترها ژانویه ۱۹۸۵، از قیمت های ماهانه ژانویه ۱۹۸۴ تا پایان ژانویه ۱۹۸۵ استفاده شده است و به همین ترتیب تا انتهای دوره مورد نظر، پارامترهای ماهانه برآورد زده شده است. سپس پارامترهای سالانه از میانگین پارامترهای برآوردی ماهانه به دست آمده است. نتایج نااطمینانی سالانه با الگوی MR برای نفت سنگین ایران در جدول ۲ آمده است.

---

1. Horen *et al*

۲. این نرم افزار یک نرم افزار تخصصی در تحلیل های ریسک است که بخشی از آن پارامترهای معادلات دیفرانسیل تصادفی معمول را به راحتی برآورد می زند. علاوه بر آن SDE toolbox نوشته شده توسط پیچینی۲(۲۰۰۷) که به عنوان toolbox ای در نرم افزار Matlab، نیز به طور محدود توانایی برآورد پارامترهای برخی معادلات دیفرانسیل تصادفی را دارا است. مشکل SDE toolbox این است که قادر به برآورد پارامترهای برخی الگو های خاص از معادلات دیفرانسیل تصادفی است؛ در حالی که کار کردن به نرم افزار Model Risk 4 بسیار ساده بوده و علاوه بر آن به دلیل آن که به عنوان یک جعبه ابزار در Excel نصب می شود از تمامی قابلیت های Excel نیز می توان استفاده کرد. همچنین یک نرم افزار تخصصی در محاسبه نااطمینانی است که بسیاری از الگو های سری زمانی را می توان از طریق این نرم افزار با یکدیگر مقایسه کرد.

۳. مقادیر تخمینی برای هر ماه در صورت درخواست قابل ارائه است

۱۹۹۹	کاهش تولید اوپک در واکنش به کاهش قیمت ها	۴۵ درصد افزایش
۲۰۰۰	مسائل Y2K و رشد اقتصادی امریکا	۵۰ درصد افزایش
۲۰۰۱	افزایش تولید غیر اوپکی ها مخصوصا روسیه	۱۸ درصد کاهش
۲۰۰۲	مقاومت اوپک برای افزایش سهمیه	۴ درصد افزایش
۲۰۰۳	اعتصاب کارگران ونزوئلا، اتفاقات نظامی عراق، رشد تقاضا	۱۱ درصد افزایش
۲۰۰۴	ثابت ماندن ظرفیت تولید، رشد سریع چین، افزایش سریع تقاضا	۲۲ درصد افزایش
۲۰۰۵	افزایش تقاضای کشورهای در حال توسعه، مخصوصا چین	۴۰ درصد افزایش
۲۰۰۶	افزایش تقاضای کشورهای در حال توسعه، مخصوصا چین	۱۹ درصد افزایش
۲۰۰۷	افزایش تقاضای کشورهای در حال توسعه، مخصوصا چین	۹ درصد افزایش
۲۰۰۸	افزایش تقاضای کشورهای در حال توسعه، مخصوصا چین	۳۳ درصد افزایش
۲۰۰۹	رکود اقتصادی در جهان	۳۴ درصد کاهش

منبع: یافته های تحقیق بر اساس مطالعات مختلف

همان طور که ملاحظه می شود عوامل مختلفی بر تغییرات قیمت های نفت (و از جمله قیمت نفت سنگین ایران) در بازارهای جهانی موثر هستند به طوری که روند حرکت قیمت نفت را با نااطمینانی مواجه می کنند. نااطمینانی بر اساس ضریب جزء وینری معادله دیفرانسیل تصادفی، برآورد می شود.

در خصوص معادلات دیفرانسیل تصادفی، دو موضوع مطرح است: اول حل معادله دیفرانسیل و یافتن جواب معادله که مسیر حرکتی قیمت در طول زمان را شبیه سازی می کند و دوم برآورد پارامترهای معادلات. اگر چه تحلیل های بسیاری درباره معادلات دیفرانسیل تصادفی وجود دارد، اما در مورد برآورد پارامترها، مطالعه چندانی صورت نگرفته است، کمپبل[1] (۱۹۹۷)، بیان می کند که مساله به دست آوردن برآوردهای سازگار از معادلات دیفرانسیل تصادفی یکی از مشکل ترین موضوعات در فرایندهای زمان پیوسته است

معادله دیفرانسیل تصادفی به شکل ذیل را در نظر بگیرید

$$dx(t) = \mu(t,x;\theta)dt + \sigma(t,x;\theta)dx(t) \qquad (۳)$$

1. Campbel

برتر هستند. بر این اساس، در این مطالعه، از میان الگوهای تعیین کننده قیمت نفت، الگوی تصادفی و از بین الگوهای تصادفی، الگوی برگشت به میانگین انتخاب می شود.

٤. اندازه گیری نااطمینانی قیمت نفت سنگین ایران

قیمت نفت سنگین ایران، طی سالهای مورد بررسی، فراز و نشیب های زیادی داشته است، درجدول ۱ میزان تغییرات قیمت نفت سنگین ایران در مقایسه با سال قبل و همچنین رویدادهای مهم موثر در تغییر قیمت ها، ارائه شده است.

جدول ۱. رویدادهای تاثیرگذار و میزان تغییرات قیمت نفت سنگین ایران در دوره ۲۰۰۹-۱۹۸٦

سال	رویدادهای مهم و تاثیرگذار	تغییرات قیمت نسبت به سال قبل (قیمت های ثابت سال ۲۰۰۰)
۱۹۸۶	کناره گیری عربستان از رهبری اوپک و افزایش تولید عربستان	۵۰ درصد کاهش
۱۹۸۷	سقوط شدید قیمت و تصمیم اوپک برای کاهش عرضه	۲۳ درصد کاهش
۱۹۸۸	پایان جنگ عراق با ایران، معرفی موفقیت امیز بورس بین المللی نفت لندن و معرفی برنت به عنوان نفت شاخص، توافق اوپکی ها برای پیروی از مکانیزم قیمت گذاری بر مبنای قیمت مرجع	۲۵ درصد کاهش
۱۹۸۹	زمستان بسیار سرد در امریکا، اختلال در عرضه نفت برنت به دلیل انفجار در سکوی کورمورنت آلفا	۱۶ درصد افزایش
۱۹۹۰	حمله عراق به کویت	۲۳ درصد افزایش
۱۹۹۱	جبران کاهش تولید عراق و کویت توسط عربستان	۲۰ درصد کاهش
۱۹۹۲	ثبات نسبی قیمت ها به دلیل وجود نیروهای مخالف فعال در بازار همچون احتمال افزایش تقاضا به دلیل پایان یافتن دوره رکود در OECD و همچنین افزایش عرضه به دلیل رفع تحریم عراق. کاهش مختصر در قیمت ها در سال های ۹۳ و ۹۴ به دلیل غالب شدن عوامل موثر بر کاهش تقاضا و افزایش عرضه.	۰/۰۲ درصد افزایش
۱۹۹۳		۱۷ درصد کاهش
۱۹۹۴		۱ درصد افزایش
۱۹۹۵	رشد کشورهای شرق آسیا	۹ درصد افزایش
۱۹۹۶	رشد کشورهای شرق آسیا	۱۲ درصد افزایش
۱۹۹۷	افزایش تولید اوپک و سپس کاهش رشد اقتصادی آسیای شرقی	۴ درصد کاهش
۱۹۹۸	مارپیچ کاهش قیمت- بحران شرق آسیا	۳۷ درصد کاهش

مک دونالد و سیگل، ۱۹۸۵) در این الگوها، انتظار می رود که قیمت ها با نرخ ثابتی رشد کند به طوری که واریانس قیمت های نقدی آینده، با افزایش زمان، به همان نسبت افزایش یابد. اگر قیمتی کمتر(بیشتر) از مقدار انتظاری افزایش می‌یافت، تمامی پیش بینی های آتی نیز به همان نسبت کاهش(افزایش) می یافت.

سپس برخی نویسندگان (همچون لاتن و جاکوبی(۱۹۹۷)، شوارتز(۱۹۹۷)) الگوهای برگشت به میانگین (MR) را مورد ارزیابی قرار دادند به طوری که وقتی قیمت نفت بالاتر از قیمت میانگین بلندمدت یا قیمت تعادلی باشد، به این علت که تولیدکنندگان با هزینه های بالاتر نیز قادر به تولید در بازار هستند، عرضه افزایش می یابد و بنابراین، تولیدات بیشتری وارد بازار و فشار به قیمت ها برای کاهش می شود؛ و برعکس، وقتی قیمت های نسبی کاهش می‌یابد، عرضه به علت خروج برخی تولیدکنندگان با هزینه های بالا، کاهش می یابد و منجر با افزایش قیمت می شود. این نتایج، مبنای الگوسازی برگشت به میانگین است که بسیاری از نویسندگان اعتقاد دارند رفتار قیمت نفت را می توان بر اساس آن توضیح داد.

مزیت الگوهای GBM، در ساده تر بودن آن ها نسبت به الگوهای MR است، در الگوی GBM دو پارامتر μ و σ برآورد می شود[1] در حالی که در MR، سه پارامتر μ، σ و κ برآورد می شود اما در الگوهای MR فرض می شود که قیمت ها در اطراف قیمت میانگین در حال نوسان است به طوری که اگر قیمت، کمتر از قیمت های بلند مدت باشد، رو به افزایش و در صورتی که بیشتر از قیمت های بلند مدت باشد، کاهش می یابد و این فرض با واقعیت های بازار نفت، سازگاری بیشتری دارد.

بنابراین، الگوی MR بر GBM مزیت هایی دارد؛ الگوی MR، عوامل ساختاری و بلند مدت موثر در قیمت های نفت را از طریق جزء $(\mu - p_t)$ و با ضریب برگشت به میانگین κ وارد معادله دیفرانسیل تصادفی می کند، در حالیکه جزء نمو در GBM، تنها شامل مقدار میانگین μ است. به علاوه، برخی محققین (پیندایک، ۱۹۹۹) اثبات کرده اند که الگو های برگشت به میانگین شکل تکامل یافته‌ی الگوهای ساختاری قیمت نفت هستند و از این رو نسبت به الگوهای GBM

۱. برای اطلاعات بیشتر در خصوص حرکت براونی هندسی به مقاله «برآورد نااطمینانی قیمت نفت سنگین ایران و سبد اوپک: کاربرد معادلات دیفرانسیل تصادفی»، مراجعه شود.

غیر مترقبه و غیره است، سطح قیمت را تعیین می نمایند. به علاوه قیمت نفت, تحت تاثیر عوامل سیاسی و بین المللی نیز می باشد. به علت این که تعدادی از این متغیرها، ذاتا" تصادفی بوده و معمولا به سختی قابل پیش بینی هستند، تقاضاکنندگان و عرضه کنندگان به سختی قادرند نوسان های مکرر قیمتی در کوتاه مدت و بلند مدت را به درستی پیش بینی کنند .

به علاوه، نااطمینانی در خصوص پیش بینی های عرضه بیشتر از سمت تقاضاست. زیرا اطلاعات سمت عرضه بسیار متنوع بوده و غیر قابل دسترس هستند. اطلاعات تولید و ذخائر، نامطمئن است. همچنین بخش عرضه انرژی و خصوصا" نفت نیاز به اطلاعات فنی گسترده ای دارد که اکثر آن ها با نااطمینانی تعیین می شوند. بر این اساس، محققین اعتقاد دارند وجود متغیرهای زیاد موثر بر قیمت نفت و همچنین نااطمینانی های موجود در متغیرهای موثر بر عرضه و تقاضا همچون سرمایه‌گذاری، ظرفیت تولید، سطح ذخائر وتعیین کننده های تقاضا تحلیل رفتار قیمت نفت را با استفاده از الگوهای ساختاری غیر معتبر می کند(مزرعتی،۱۳۸۳؛ پیندایک، ۱۹۹۹). به علت تنوع و پیچیدگی عوامل موثر بر عرضه و تقاضای نفت، یک راه حل جایگزین و مناسب، استفاده از الگوهای تصادفی است.

این الگوها وقتی به کار می روند که تکمیل و ارائه الگوهای ساختاری با استفاده از متغیرهای توضیحی مشکل و همچنین به علت تعداد زیاد متغیرهای توضیحی پیچیده باشد و همچنین پیش بینی متغیر از طرفی وابسته به پیش بینی متغیرهای توضیحی آن باشد و از طرف دیگر پیش بینی متغیرهای توضیحی به دلیل پیچیدگی به راحتی امکانپذیر نباشد. این شرایط برای قیمت نفت صدق می کند. در حقیقت، تعداد و طبیعت پیچیده متغیرهای موثر بر قیمت نفت، بیانگر این مساله است که استفاده از الگوهای تصادفی، مفیدتر از الگوهای ساختاری است.

درالگوهای تصادفی، به جای ارزیابی قیمت های نفت در چارچوب های ساختاری الگوهای اقتصادی، از معادلات دیفرانسیل تصادفی استفاده می شودو معادلات دیفرانسیل تصادفی، شامل جزئی است که پیوسته بوده و مشتق ناپذیر نیست و بنابراین برای الگوسازی فرایندهای واجد نااطمینانی، بسیار مفید می باشد.

بحث درباره مناسب‌ترین فرآیند تصادفی برای الگوسازی قیمت نفت، بسیار گسترده است. مطالعات اولیه در این حوزه، فرض می کردند قیمت کالا به شکل گام تصادفی است و آن را با حرکت براونی هندسی (GBM) نشان می‌دادند (پداک و همکاران،۱۹۸۸؛ برنان و شوارتز، ۱۹۸۵؛

دوم، الگو اورنشتاین – اولنبک هندسی است که توسط دیکسیت و پندایک در سال ۱۹۹۴، برای اجتناب از منفی شدن قیمت ها و به صورت $dp = \kappa(\mu - p)dt + \sigma p dz$ معرفی شده است (اندرسون[1]،۲۰۰۷؛ مید[2]،۲۰۱۰).

۳. الگوی تغییرات قیمت نفت ایران

الگو های سنتی توضیح دهنده تغییرات قیمت نفت، شامل الگو های هتلینگی[3] و الگو های ساختاری[4] می شوند. بر اساس نظریه هتلینگ، در یک بازار رقابتی یا انحصاری، قیمت های واقعی، متناسب با افزایش و یا کاهش هزینه های نهایی تغییر می کند و اصولا افزایش و یا کاهش شدید قیمت ها، دور از انتظار است، اما ارزیابی روند قیمت نفت طی سال‌های مختلف، نشان دهنده فراز و نشیب های زیادی است. آیا نظریه هتلینگی قادر به توضیح تغییرات قیمت نفت و به عبارت دقیق تر نااطمینانی قیمت نفت است؟ ایرادی که به این الگو ها گرفته می شود این است که در دنیای واقعی، بعید است که هدف تولید کنندگان نفت خام (مخصوصا تولید کنندگان دولتی نفت یعنی شرکت های ملی نفت کشورها) فقط حداکثرکردن خالص ارزش حال سودشان باشد، زیرا آن ها اهداف پیچیده تر و غیر مدونی نیز دارند (گودت[5]، ۲۰۰۷).

الگوهای ساختاری، عوامل موثر بر عرضه و تقاضای بازار را در بازار نفت ارزیابی می کنند، در حقیقت، ایده‌آل‌ترین روش برای ارزیابی قیمت نفت، شناسایی عوامل موثر بر عرضه و تقاضا است، اما آیا می توان تمامی عوامل موثر بر عرضه و تقاضا و نااطمینانی های موجود در آن ها را شناسایی کرد؟ به دلیل شرایط خاص نفت که ناشی از استراتژیک بودن و بطئی[6] بودن بازار نفت است، الگوهای ساختاری ارزیابی رفتار قیمت نفت را با چالش مواجه می کنند (پیندایک، ۱۹۹۹). همچنین، متغیرهای سمت تقاضا مانند رشد اقتصادی، وضعیت آب وهوا، اقدامات احتیاطی تقاضاکنندگان، شایعات موثر بر رفتار تقاضاکنندگان، عملکرد فعالان بازارهای کاغذی و همچنین متغیرهایی که در تعامل با متغیرهای سمت عرضه هستند همچون ظرفیت های مازاد تولید نفت، وضعیت ناوگان حمل و کرایه های حمل، وضعیت ذخیره سازی تجاری و استراتژیک، حوادث

1 . Anderson
2. Meed
3. Hotelingian
4 . Structural Model
5. Gaudet
6. Sluggish

۲- مقادیر Δz برای دو دوره متفاوت زمانی, از هم مستقل است. این شرط نشان دهند خاصیت مارکفی z است, زیرا وقتی z_t فقط وابسته به z_{t-1} باشد و نه سابقه تاریخی z, آن گاه $\Delta z_t = z_t - z_{t-1}$ مستقل از $\Delta z_{t-1} = z_{t-1} - z_{t-2}$ است. (چانگ[1]، ۱۳۸۸، ص ۳۰۶).

شکل کلی معادلات دیفرانسیل تصادفی به صورت ذیل است:

$$dp = a(p,t)dt + \sigma(p,t)dz \qquad (1)$$

در این معادله نرخ نمو و فراریت (انحراف معیار) تابعی از مقدار جاری متغیر و زمان است. این فرایند تعمیم یافته وینر را، فرایند ایتو[2] می نامند که در حالت زمان گسسته و با شرط $t \to 0$ تبدیل به معادله ذیل می شود

$$\Delta p = a(p,t)\Delta t + \sigma(p,t)\varepsilon\sqrt{\Delta t} \qquad (2)$$

و با انتخاب توابع مختلفی از نمو و فراریت، فرایندهای تصادفی مختلفی ایجاد می شود (شیمکو[3]، ۱۹۹۲،ص ۲) بر این اساس، دو الگو پایه ای از معادلات دیفرانسیل تصادفی که در ارزیابی رفتار قیمت نفت به کار می روند، به شرح ذیل است:

۱- الگوی حرکت براونی هندسی[4]: به صورت $dp = \mu p dt + \sigma p dz$ تعریف می شود. متغیری راکه شامل جزئی تصادفی باشد را در نظر بگیرید، بخشی از تغییرات آن در طول زمان، تحت تاثیر میانگین انتظاری μdt و بخش دیگری از تغییرات آن، تصادفی σdz است؛ بنابراین، جزء اول، به این اشاره دارد که نرخ انتظاری نمو P برای هر دوره زمانی، μ است. در حالی که جزء دوم به عنوان یک اغتشاش[5] اضافه شده به حرکت متغیر در نظر گرفته می شود. (پندایک،۱۹۹۹؛ ماراته و ریان[6]،۲۰۰۵ ؛ پستالی و پیچتی، ۲۰۰۷).

۲- الگوی برگشت به میانگین[7]: به صورت $dp = \kappa(\mu - p)dt + \sigma p^{\gamma} dz$ تعریف می شود. سرعت برگشت به مقدار میانگین بلندمدت(μ), $\kappa > 0$ است و فراریت در این الگو بستگی به σ و γ دارد (همان). دو تصریح از این الگو وجود دارد: اول, الگوی که به صورت $dp = \kappa(\mu - p)dt + \sigma dz$ تعریف شده و به الگو اورنشتاین- اولنبک معروف است و

1. Chung
2. Ito Process
3. Shimko
4. Brownian Motion with Drift
5. Noise
6. Marathe and Ryan
7. Mean Reverting

نااطمینانی به ریسک وابسته است، این گروه معمولا ناطمینانی را وضعیتی در ذهن و ریسک را وضعیتی در جهان خارج معرفی می کنند. کرو و هرن[2](۱۹۶۷) بیان کردند که از آن جا که نااطمینانی ذهنی است، اما ریسک در دنیای واقعی است، افزایش ریسک، نااطمینانی فرد را نسبت به تصمیمی که می خواهد بگیرد افزایش می دهد، در حالی که افزایش نااطمینانی از آن جا که ذهنی است، ریسک را افزایش نمی دهد. دسته دوم که ریسک را وابسته به نااطمینانی می دانند، ریسک را به عنوان واریانس تعریف کرده اند و معتقدند ناطمینانی واریانس متغیر مورد بررسی را افزایش می دهد و افزایش واریانس به معنای افزایش ریسک است (سامسون و همکاران، ۲۰۰۹).

در این میان، در مطالعات داخلی، هیچ گونه اشاره ای به تفاوت یا تشابه این دو موضوع نکرده اند و عموما نااطمینانی را در مطالعات خود نادیده گرفته اند. در این مطالعه ریسک و نااطمینانی از هم متفاوت و مستقل در نظر گرفته شده است. در صورتی که اثبات شود متغیری واجد نااطمینانی است، چنان چه در مورد قیمت نفت با توجه به ویژگی های منحصر به فرد بازارهای نفت، اثبات شده است، تحلیل های ریسکی قادر به توضیح رفتار متغیر نخواهند بود. در این مطالعه رفتار متغیرواجد نااطمینانی یعنی قیمت نفت سنگین ایران، با معادلات دیفرانسیل تصادفی الگو سازی شده است.

۲-۲. معادلات دیفرانسیل تصادفی

تغییرات پیوسته متغیر در طول زمان را با معادلات دیفرانسیل نشان می دهند و معادله ای که با مجاز دانستن رفتار تصادفی در ضرایب یک معادله دیفرانسیل به دست می آید، یک معادله دیفرانسیل تصادفی نامیده می شود. یک متغیر تصادفی z را که به طور پیوسته تغییر کند و تغییر دریک بازه زمانی کوچک $\Delta t \underset{t\to 0}{,}\ \Delta z$ باشد، را در نظر بگیرید، متغیرz از یک فرایند وینر تبعیت می کند، اگر:

۱- $\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$ به طوری که ε_t متغیری تصادفی با توزیع نرمال، میانگین صفر و انحراف معیار ۱ است.

1. Pate- Cornel
2. Crow and Horn

۲. مبانی نظری

۲-۱. ریسک و نااطمینانی

اختلاف نظرهای بسیاری بین ریسک و نااطمینانی وجود دارد. در یک طبقه بندی کامل، سامسون و همکاران[1](۲۰۰۹) نظرات مختلف درباره ریسک و نااطمینانی را به ۳ گروه ذیل طبقه بندی کرده اند؛

۱- نااطمینانی و ریسک موضوعاتی یکسان و مشابهند

۲- نااطمینانی و ریسک از هم متفاوت و از هم مستقلند

۳- نااطمینانی و ریسک از هم متفاوت ولی به هم وابسته اند، گروهی معتقدند ریسک وابسته به نااطمینانی است و گروهی دیگر نااطمینانی را وابسته به ریسک می دانند.

گروه اول که معتقد به یکسان بودن ریسک و نااطمینانی هستند، درصد زیادی از محققین را تشکیل می دهند (مگی[2]، ۱۹۶۱؛ فیلیپس[3]، ۲۰۰۱)؛ اما همان طور که آدرن[4] (۱۹۶۹) یادآوری می کند اگر ریسک و ناطمینانی یکسان باشند، پس باید با تکنیکهای تحلیل ریسکی که در ادبیات موجود است، بتواند نااطمینانی را نیز تحلیل کرد در حالیکه مشخص است تحلیل ریسک به تنهایی برای حل نااطمینانی کافی نیست.

گروهی(لوکا[5]، ۱۹۵۷؛ پففر[6]، ۱۹۵۶)که معتقد به متفاوت بودن ریسک از نااطمینانی و مستقل بودن آن هستند، ریسک را زمانی تعریف می کنند که صور (حالت های ممکن برای یک پدیده) قابل وقوع برای یک واقعه در زمان آتی، مشخص و احتمال بروز آن نیز مشخص باشد. اما نااطمینانی زمانی است که صور مشخص، احتمال نامشخص یا صور و احتمال نامشخص باشد (دیکشنری پالگریو[7]، ۱۹۸۷). معمولا حالتی که صور نامشخص و احتمال هم نامشخص باشد را به افتخار معرفی کننده آن، نااطمینانی نایتی[8] می نامند.

گروه سوم (نایت[9]، ۱۹۳۱؛ پیت کرنل[1]،۱۹۹۶) که معتقد به متفاوت بودن ریسک از نااطمینانی و در عین حال وابسته بودن آن ها به هم هستند شامل دو گروه می شوند؛ دسته اول معتقدند

1. Samson *et al*
2. Magee
3. Philips
4. Athearn
5. Luca
6. Pfeffer
7. Palgrave Dictionary
8. Knightian Uncertainty
9. Knight

تولید کننده منابع پایان پذیر بررسی کرده است، تاثیر این نااطمینانی که ضریب جزء وینری در معادلات دیفرانسیل تصادفی تقاضا و ذخائر می باشد، بر میزان تولید منبع پایان پذیر، با استفاده از فرمول های ریاضی اثبات شده است، پندایک در این مقاله تخمینی از پارامترهای مذکور ارائه نکرده است، اما شوارتز[1](۱۹۹۷)، با استفاده از رهیافت فیلتر کالمن، پارامترهای ۳ الگوی مختلف از معادلات دیفرانسیل را برای قیمت های جهانی مس، طلا و نفت برآورد کرده است. همچنین پندایک (۱۹۹۹) σ را برای قیمت های نفت، زغال سنگ و گاز طبیعی طی سال های ۱۹۹۶-۱۸۷۰ برآورد کرده است. σ برآوردی برای دوره مذکور، ۰/۲۰۷۲ بوده است. پستالی و پیچتی[2](۲۰۰۵)، پس از معرفی الگو های مختلف از معادلات دیفرانسیل تصادفی که برای قیمت نفت به کار می روند و انجام آزمون های ریشه واحد و شکست های ساختاری، اثبات کرده اند که الگو حرکت براونی، بهترین الگو برای بررسی قیمت نفت است. همچنین، شفیعی و توپال[3](۲۰۱۰)، قیمت های جهانی زغال سنگ، نفت و گاز را در را با الگو های متنوعی از معادلات دیفرانسیل تصادفی طی سال های ۲۰۰۸-۱۹۵۰ ارزیابی و برای سال های ۲۰۱۸-۲۰۰۹ پیش بینی نموده اند. پیش بینی آن ها نشان می دهد که یک جهش قیمت در فاصله بین سال های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱ رخ می دهد و سپس قیمت تا سال ۲۰۱۸ به مقدار میانگین خود برمی گردد.

هدف این مطالعه برآورد نااطمینانی در قیمت نفت سنگین ایران با استفاده از الگوی برگشت به میانگین در دوره ۲۰۰۹- ۱۹۸۵ است. به این منظور در بخش ۲، مبانی نظری مطالعه که شامل ریسک و نااطمینانی و معادلات دیفرانسیل تصادفی است، ارائه می شود. در بخش ۳ انتخاب الگوی نااطمینانی قیمت نفت ایران و بخش ۴ برآورد نااطمینانی نفت سنگین با استفاده از داده های ماهانه برای هر سال، از سال ۱۹۸۵ تا ۲۰۰۹ ، با استفاده از نرم افزار Model risk برآورد می‌شود. بخش ۵ به نتیجه گیری اختصاص دارد.

1.Schwarts
2. Postali and Pichetti
3. Shafiee and Topal

ایران به عنوان یکی از تولید کنندگان عمده اوپک و همچنین به دلیل در اختیار داشتن استراتژیک ترین راه آبی جهان یعنی تنگه هرمز، بر بازارهای جهانی نفت تاثیر گذار است. بیشتر حجم نفت خام صادراتی ایران، نفت سنگین بوده به طوری که در سبد اوپک نیز قیمت های نفت سنگین ایران لحاظ می شود. علاوه بر تاثیر در بازارهای جهانی نفت، از طرف دیگر ساختار اقتصادی ایران به شدت وابسته به نفت می باشد و از این رو بررسی تغییرات نامطمئن قیمت نفت برای کشور وابسته به نفتی همچون ایران با وجود اختلاف نظر در نحوه و میزان برداشت از صندوق ذخیره ارزی، بسیار حائز اهمیت است. به طوری که پس از برآورد نااطمینانی، می توان اثرات آن را بر متغیرهای کلان اقتصادی بررسی و از نتایج آن توصیه های سیاستی را ارائه نمود.

تمامی مطالعات داخلی در زمینه نااطمینانی، معطوف به استفاده از روش های گارچی شده است. ابریشمی و همکاران (۱۳۸۶ و ۱۳۸۷)، بهبودی و همکاران (۱۳۸۸) و ابونوری و خانعلی پور(۱۳۸۹)، با عناوین مختلف به بررسی نوسانات، فراریت و نااطمینانی قیمت نفت پرداخته اند. ابریشمی و همکاران(۱۳۸۶) در عین حال که اشاره می کنند «شواهد نشان می دهد که قیمت نفت خام یک گام تصادفی است به طوری که بهترین پیش بینی از قیمت در هر زمان، مقدار آن در دوره قبل می باشد»، بی ثباتی قیمت نفت را با استفاده از الگو های گارچ به دست آورده اند، به عبارت دیگر، گرچه وجود خاصیت مارکفی در رفتار قیمت نفت را پذیرفته اند اما در عمل از معادلات دیفرانسیل تصادفی که ویژگی مارکفی را به عنوان بخشی از رفتار متغیر در نظر می گیرد، استفاده نکرده اند.

الگو های خانواده گارچ تغییر پذیری واریانس را نشان می دهند که معیاری از ریسک است در حالی که نااطمینانی با معادلات دیفرانسیل تصادفی الگو سازی می شود معادلات دیفرانسیل تصادفی شامل دو بخش است؛ بخش اول نمو و بخش دوم انتشار است و شامل جزء وینری می شود که ویژگی های خاصی دارد. وجود این ویژگی های منحصر به فرد، به الگو سازی نااطمینانی کمک می کند. جزء وینری پیوسته است اما مشتق پذیر نیست، به عبارت دیگر حد چپ و راست آن با هم برابر نیستند. این یک ویژگی مفید است که در فضای دو بعدی موجب نموداری به شکل زیگزاکی خواهد شد. ضریب این جزء یعنی σ نااطمینانی را نشان می دهد.

در مقابل، مطالعات خارجی گسترده ای در خصوص استفاده از معادلات دیفرانسیل تصادفی در بررسی رفتار قیمت نفت وجود دارد. پیندایک[1] (۱۹۸۰)، نااطمینانی تقاضا و ذخائر را برای یک

1. Pindyck

در حال توسعه تعلق دارند. این بازار دربرگیرنده فعل و انفعالات کشورهای صادرکننده نفت یا شرکتهای ملی نفت آنها در مقام فروشنده و شرکتهای نفتی یا معامله‌گران کالا از سایر نقاط جهان به مثابه خریدار است. این معاملات براساس قراردادهایی است که در آنها قیمت نفت با استفاده از فرمولهایی تعیین می‌شود که مهمترین پارامتر آن یک نوع نفت خام شاخص مانند برنت، عمان، دوبی یا نفت خام شمال آلاسکاست.

دومین بخش بازار جهانی نفت پایگاه فیزیکی بسیارمحدودتری دارد. یعنی از مجموعه‌ای از بازارهای تک محموله، سلف و آتی ویژه نفت خامهای شاخص و نیز سایر بازارهای تک محموله مختص برخی از انواع نفت خام‌های اوپک و غیراوپک تشکیل شده است. همین بازارهای نفت خامهای شاخص پدید آورنده قیمت هایی هستند که بازار کشورهای تولید کننده از آنها به مثابه قیمت های مرجع در فرمول های قیمت گذاری خود بهره می گیرند. در نگاه اول این دو بخش از بازار جهانی نفت ظاهرا کاملا جدا از یکدیگرند. ولی واقعیت این است که بین این دو بازار نوعی کنش و واکنش در جریان است.

اول آن که هرچند کشورهای تولید کننده قیمتهای نفت خام های شاخص را بی چون و چرا می پذیرند، ولی در روند ضرایب تعدیل، که در فرمول های قیمت گذاری مورد استفاده قرار می گیرد جانب احتیاط را از دست نمی دهند. همین ضرایب که تفاوت قیمت شاخص و قیمت نفت خام صادراتی مربوط را مشخص می کند، در فواصل زمانی معین بر مبنای قضاوت به عمل آمده پیرامون اوضاع بازار، یعنی با توجه به رقابت حاکم بر آن و توازن قوای کشور تولید کننده و خریداران هنگام مذاکره بر سر قیمت ها تعیین می شود. بنابراین، نحوه تعیین ضرایب تعدیل در زمینه تصورات و راهبردهای تجاری کشوهای تولید کننده، اطلاعاتی را در اختیار بازار نفت خام های شاخص قرار می دهد و همین اطلاعات است که بر نحوه شکل گیری قیمت های شاخص تاثیر می گذارد یعنی وقتی علائمی دال بر شدت یافتن رقابت بر سر دستیابی به حجم های بیشتر صادراتی به بازار می فرستد یا آن که بر عکس عرضه نفت را محدود می کند، به تغییر پذیری قیمت های شاخص در کوتاه مدت کمک کرده است. دوم آن که کشورهای تولید کننده به خواست خود ویا بر اثر فشارهای سیاسی وارد شده از سوی صاحبان منافع ائتلافی گسترده تر قادر هستند به نحوی موثر در جبهه نفت مداخله کنند (هورسنل و مابرو[1]، ۱۹۹۳، ص ۴۱۹-۴۱۲).

1. Horsnel and Mabro

۱۷۵ فصلنامه اقتصاد انرژی ایران
سال سوم، شماره ۹، زمستان ۱۳۹۲، صفحات ۱۹۷-۱۷۵

الگوسازی نااطمینانی در قیمت نفت ایران با استفاده از فرایند تصادفی برگشت به میانگین

سیدکمیل طیبی*، رحمان خوش‌اخلاق** و مریم فراهانی***

تاریخ دریافت: ۲۹ آبان ۱۳۹۲ تاریخ پذیرش: ۲۱ اسفند ۱۳۹۲

چکیده

نااطمینانی با ریسک متفاوت است؛ در صورتی که متغیری واجد نااطمینانی باشد، چنانچه در مورد قیمت نفت با توجه به ویژگیهای منحصر به فرد بازارهای نفت، مطرح می‌شود، تحلیل‌های ریسکی قادر به توضیح درست رفتار متغیر نخواهند بود. معادلات دیفرانسیل تصادفی- به دلیل اینکه شامل جزء وینری می‌شوند که مشتق‌ناپذیر است- می‌توانند رفتار متغیر واجد نااطمینانی را الگوسازی نمایند. فرآیندهای تصادفی برگشت به میانگین، معادلات دیفرانسیل تصادفی هستند که در آنها فرض می‌شود متغیر واجد نااطمینانی به صورت تصادفی حول مقدار میانگین بلندمدت خود نوسان می‌کند. این مطالعه رفتار قیمت نفت سنگین ایران را با استفاده از الگوی برگشت به میانگین در دوره ۲۰۰۹- ۱۹۸۵ برآورد می‌نماید. نتایج نشان می‌دهد که بیشترین مقدار نااطمینانی مربوط به سالهای ۲۰۰۵، ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ و کمترین مقدار نااطمینانی مربوط به سال‌های ۱۹۸۵، ۱۹۸۶ و ۱۹۹۸ بوده است.

واژه‌های کلیدی: نااطمینانی، فرایند تصادفی برگشت به میانگین، معادلات دیفرانسیل تصادفی.
طبقه‌بندی JEL: D81، Q47.

۱. مقدمه

بازار جهانی نفت از دو قسمت تشکیل شده است. قسمت اول آن عبارت است از بازار فیزیکی عظیم نفت خامهای صادراتی اکثر کشورهای اوپک و بسیاری از تولیدکنندگانی است که به جهان

* استاد دانشگاه اصفهان Komail@econ.ui.ac.ir
** استاد دانشگاه اصفهان rahmankh44@yahoo.com
*** دکترای اقتصاد Farahani009@yahoo.com

Kaiser, M.J., (2007). "Fiscal system analysis—concessionary systems". *Energy* 32, 2135-2147.

Kemp , A.G., Stephen, L., (1999). "Risk:reward sharing contracts in the oil industry: the e!ects of bonus:penalty schemes". *Energy Policy* 27, 111-120.

Kuhn, M., Jannatifar, M., (2012), "Foreign direct investment mechanisms and reviewof Iran's buy-back contracts: how far has Iran gone and how far may it go?", *Journal of World Energy Law and Business*, Vol5.,No.3, 207-234

Mohammad, N., (April 2009). "The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment?", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, pp. 1-21.

National Petroleum Council, (2011)

Osmundsen, P., (1999). "Risk sharing and incentives in Norwegian petroleum extraction". *Energy Policy* 27, 549-555.

Osmundsen, P., Sørenes, T., Toft, A., (2010). "Offshore oil service contracts new incentive schemes to promote drilling efficiency". *Journal of Petroleum Science and Engineering* 72, 220-228.

Otman, W.A., (April 2007). "The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*.

Robert Kaufmann & Pavlos Karadeloglou & Filippo di Mauro, (2008). "Will oil prices decline over the long run?", Occasional Paper Series 98, European Central Bank.

Tordo, S., (2007). "Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues", World Bank: Working Paper, pp. 1-86.

U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook (2012)

van Groenendaa, W.J.H., Mazraati, M., (2006). "A critical review of Iran's buyback contracts". *Energy Policy* 34, 3709-3718.

لذا پیشنهاد می‌شود در قراردادهای نسل سوم، اولاً مکانیزمی اتخاذ شود تا پیمانکار برای کاهش هزینه‌ها انگیزه کافی داشته باشد. ثانیاً تناسب میان ریسک و پاداش مجدداً مورد بازنگری قرار گیرد.

منابع

الف- فارسی

امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، آبان ۱۳۸۹

حسینی، سید وحید، (۱۳۷۹)، تحلیل تامین سرمایه‌گذاریهای بخش نفت از طریق بیع‌متقابل، راهنما: دکتر غنیمی‌فرد، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق(ع).

درخشان، مسعود، (۱۳۸۵)، دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری ، طرح پژوهشی «بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز»، تهران.

سعیدی، علی محمد، ۱۳۸۱، «ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی»، *مجله مجلس و پژوهش*، سال نهم، شماره ۳۴، ص ۹۹-۱۳۵

طاهری فرد علی (۱۳۸۷)، بررسی آثار اقتصادی ساختار قراردادها بر اکتشاف، توسعه و تولید نفت با استفاده از تئوری پرداخت اجاره بهینه و کاربرد آن در صنعت نفت ایران، رساله کارشناسی ارشد اقتصاد، تهران: دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق(ع)

ب- انگلیسی

Bohren, Ekern, S., (1987). Uncertainty in oil projects. Relevant and irrelevant risk. Beta 1, 23-30.

BP Statistical Review of World Energy (2012)

Craft, B.C. Hawkins, M.F., (1991), *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, new Jersey: Englewood Cliffs

Farnejad, H., (April 2009). How Competitive is the Iranian Buy-Back Contracts in Comparison to Contractual Production Sharing Fiscal Systems? OGEL.

Ghandi, A., Lin, C., (2012), An Analysis of risk and rate of return to internatonal oil companies from Iran's buy back service contracts, Working Paper.

http://www.ihs.com/products/consulting/industries/energy/upstream-oil-gas/index.aspx

Johnston, D., (2007). "International petroleum fiscal systems", UNDP Discussion Paper.

قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول و بویژه نسل سوم بسیار اندک بود. از میان ریسک‌های مذکور، ریسک هزینه و عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی بیشترین اثر را بر بازگشت سرمایه شرکت‌های بین‌المللی دارد.

ریسکهای دولت در قراردادهای بیع‌متقابل عبارتند از ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه، ریسک عدم تولید صیانتی، ریسک بیش برآورد هزینه‌ها، ریسک هزینه. مهمترین ریسکی که دولت در قراردادهای بیع‌متقابل بویژه در نسل اول با آن روبرو بود ریسک عدم تولید صیانتی بود. همچنین ریسک کاهش تولید پس از انتقال پروژه به شرکت ملی نفت، یکی دیگر از ریسک‌هایی است که می‌تواند به شدت درآمد دولت را تحت تأثیر قرار دهد.

در قراردادهای نسل سوم برای کاهش ریسک پیمانکار، نحوه تعیین سقف هزینه تغییر کرد بگونه‌ای که مقرر شد بین ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات قیمت قرارداد مشخص گردد. در این حالت ریسک هزینه سرمایه‌ای که عمده ریسک هزینه را شامل می‌شود به دولت منتقل می‌شود و با توجه به اینکه در دوره ۱۸ ماهه سقفی برای قرارداد مشخص نشده است و پرداختی به پیمانکار بصورت هزینه بعلاوه بالاسری[1] پرداخت می‌شود عملاً انگیزه‌ای برای کاهش تولید در پیمانکار وجود ندارد. البته برای کاهش ریسک عدم تولید صیانتی و کاهش تولید پس از تحویل پروژه، قراردادهای نسل سوم در چندین فاز قابل تعریف است.

در مجموع می‌توان نتیجه گرفت که در نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل توزیع ریسک بصورت بهینه نبود بطوریکه هم‌کارفرما و هم پیمانکار توزیع ریسک را منصفانه نمی‌دانستند. اما در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توزیع ریسک بطور قابل ملاحظه‌ای تغییر کرد و ریسکهای هزینه و تولید بطور مناسبی میان طرفین توزیع شده است.

البته انتظار می‌رود که در قراردادهای بیع‌متقابل میان ریسک و پاداش تناسبی برقرار باشد. در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول (درود، سروش و نوروز و بلال) که ریسک پیمانکار به مراتب بالاتر بود نرخ بازگشت سرمایه بطور میانگین حدود ۱۶ درصد است اما در قراردادهای نسل سوم که ریسکهای پیمانکار به شدت کاهش یافته است نرخ بازگشت سرمایه بیش از ۱۸ درصد تعیین شده است.

1. Cost Plus

امید ریاضی ریسک شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای نسل سوم بصورت زیر برآورد می‌شود:

$$E(XI)^{(۳)} = P_۳XI_۱ + P_۰XI_۰ + P_۲XI_۲ + P_۱XI_۳ =$$
$$۴P_۰(۲b) + P_۰(b) + ۳P_۰(۳b) + ۲P_۰(۴b) = ۲۶P_۰b$$

مقایسه امید ریاضی ریسک دولت و شرکت‌های بین المللی در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول و سوم به نتایج زیر می‌رسیم:

$$E(XG)^{(۱)} \geq E(XG)^{(۳)}$$
$$E(XI)^{(۱)} \geq E(XI)^{(۳)}$$

روابط فوق نشان می‌دهد امید ریاضی ریسک دولت و پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بیش از قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم است. به عبارت دیگر در قراردادهای نسل سوم بطور میانگین هر دو طرف ریسک کمتری را تحمل می‌کنند و توزیع ریسک منصفانه‌تر شده است.

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از آنجاکه پروژه‌های نفتی بویژه در بخش بالادستی ریسک‌های مالی، فنی و سیاسی فراوانی دارند توزیع بهینه ریسک میان دولت‌های میزبان و شرکت‌های بین‌المللی یکی از شاخص‌هایی است که بوسیله آن قراردادهای مختلف نفتی ارزیابی می‌شوند.

کیفیت توزیع ریسک بین طرفین قرارداد تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر هزینه قرارداد دارد. در حالت بهینه آن طرف از قرارداد که پوشش ریسک مناسب‌تری دارد و یا ریسک‌گریزی کمتری دارد بایستی ریسک بیشتری را متحمل شود.

قراردادهای اکتشاف و توسعه بیع‌متقابل تا کنون سه نسل را تجربه کرده است. البته از آنجاکه هیچ یک از قراردادهای اکتشاف بیع‌متقابل به توسعه نیانجامید عملاً اطلاعات چندانی در مورد آنها وجود ندارد. همچنین هیچ‌کدام از قراردادهای نسل دوم نیز به نتیجه مطلوب نرسید. لذا هدف این مقاله بررسی قراردادهای بیع‌متقابل توسعه است. قراردادهای توسعه نسل اول و سوم تغییرات نسبتاً زیادی کرد تا بتواند نواقص قبلی را پوشش دهد.

بر اساس نتایج این مقاله، ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قالب قراردادهای بیع‌متقابل توسعه عبارتند از ریسک هزینه، ریسک کاهش قیمت نفت، ریسک تأخیر در تکمیل پروژه، ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی. ریسک کاهش قیمت نفت هم برای

$$E(XI)^{(1)} = P_3 XI_4 + P_1 XI_1 + P_2 XI_2 + P_2 XI_3 =$$
$$4P_0(5b) + 2P_0(2b) + 3P_0(3b) + 3P_0(4b) = 45P_0 b$$

متأسفانه اغلب قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل بجز قرارداد میدان یادآوران به مرحله اجرا نرسیده است.[1] اما در مجموع همانطور که در بخش سوم گذشت با توجه به تغییراتی که در نحوه تعیین هزینه در این قراردادها صورت گرفته است و همچنین با توجه به چند فازی شدن قراردادهای نسل سوم که منجر به حضور بلندمدت شرکت‌ها در میدان می‌شود ریسک هزینه و ریسک عدم دستیابی به سطح قراردادی تولید برای پیمانکار کاهش یافته است. در مورد ریسک‌های دولت نیز هر چند دو ریسک جدی عدم تولید صیانتی و کاهش تولید کاهش یافته است اما ریسک هزینه افزایش می‌یابد. با توجه به توضیحات فوق، در جدول زیر احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم ارائه شده است:

جدول ۱۰. احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین در قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم

ریسک پیمانکار				ریسک دولت	
عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع	عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع
هزینه	P_3	X_1	کاهش تولید	P_1	X_3
ریسک کاهش قیمت نفت	P_0	X_0	عدم‌تولیدصیانتی	P_1	X_4
تأخیر در تکمیل پروژه	P_2	X_2	هزینه	P_4	X_3
عدم دستیابی به سطح تولید	P_1	X_3			

منبع: محاسبات محقق

بر اساس جدول فوق، امید ریاضی ریسک دولت در قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل بصورت زیر است:

$$E(XG)^{(3)} = P_1 XG_3 + P_1 XG_4 + P_4 XG_3 =$$
$$2P_0(4a) + 2P_0(5a) + 5P_0(4a) = 38P_0 a$$

۱. میادین کیش، گلشن و فردوس، آزادگان، جفیر، فاز ۱۱ پارس جنوبی و پارس شمالی از جمله این قراردادها هستند که اغلب به دلیل تحریم‌های خارجی به سرانجام نرسیده‌اند.

ریسک عدم تولید صیانتی جدی‌ترین ریسکی است که بویژه در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول وجود داشته است.[۱] ریسک کاهش تولید میدان پس از انتقال پروژه از پیمانکار به شرکت ملی نفت نیز پیامد قابل توجهی برای دولت دارد. همانطور که در جدول (۶) نشان داده شده است با افزایش قیمت نفت مطالبات پیمانکار حتی با کاهش قابل ملاحظه تولید نفت نیز امکان‌پذیر است اما سودآوری پروژه برای دولت شدیداً کاهش خواهد یافت. در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، از ۱۴ مورد که اطلاعات آن در دسترس است در ۶ مورد یعنی حدود ۴۰ درصد آنها، تولید قراردادی محقق نشده است و یا پس از مدت کوتاهی کاهش تولید آغاز شده است.[۲] بر اساس توضیحات ارائه شده در مقاله، در جدول زیر احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول ارائه شده است.

جدول ۹. احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین در قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل

ریسک پیمانکار			ریسک دولت		
عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع	عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع
ریسک هزینه	P_3	XI_4	کاهش تولید	P_2	XG_3
ریسک کاهش قیمت نفت	P_1	XI_1	عدم تولید صیانتی	P_4	XG_4
تأخیر در تکمیل پروژه	P_2	XI_2	بیش‌برآورد هزینه	P_2	XG_1
عدم دستیابی به سطح تولید	P_2	XI_3			

منبع: محاسبات محقق

شاخصی که برای تحمل ریسک طرفین مد نظر قرار داده شده است امید ریاضی پیامدهای وقوع ریسک‌های طرفین بوده است. امید ریاضی ریسک دولت برای قراردادهای نسل اول بصورت زیر است:

$$E(XG)^{(1)} = P_2 XG_3 + P_4 XG_4 + P_2 XG_1 =$$
$$3P_{.}(4a) + 4P_{.}(5a) + 4P_{.}(2a) = 40P_{.}a$$

امید ریاضی ریسک شرکت‌های بین‌المللی نفتی نیز بصورت زیر خواهد بود:

---

۱. برای بررسی تولید صیانتی در قراردادهای بیع‌متقابل رجوع شود به مجله مجلس و پژوهش شماره ۳۴

۲. قرارداد میدان‌های درود، سروش و نوروز، سلمان، فروزان و اسفندیار و مسجد سلیمان از جمله قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول هستند که به اهداف خود نرسید و یا بعد از مدت کوتاهی با کاهش روبرو شد (دفتر فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵).

برای پوشش ریسک خود، هزینه‌های اولیه را بیش برآورد نموده و هزینه اضافی به دولت تحمیل نمایند.

٤. توزیع ریسک در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول تا سوم

در بخش قبل ریسک‌های مختلف دولت و پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل و آثار آن بر اقتصاد پروژه برای طرفین تبیین شد. برای بررسی توزیع ریسک میان طرفین ابتدا لازم است احتمال وقوع ریسک‌ها و پیامد وقوع آنها برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی و یا دولت‌ها مشخص گردد. برای احتمال وقوع ریسک ۵ حالت خیلی کم $\left(P_{\cdot}=\frac{n_{\cdot}}{N}\right)$، کم $\left(P_{۱}=۲P_{\cdot}\right)$، متوسط $\left(P_{۲}=۳P_{\cdot}\right)$، زیاد $\left(P_{۳}=۴P_{\cdot}\right)$ و خیلی زیاد $\left(P_{۴}=۵P_{\cdot}\right)$ در نظر گرفته شده است. بطوریکه پیامدهای وقوع ریسک برای دولت عبارتست از خیلی کم $\left(XG_{\cdot}=a\right)$، کم $\left(XG_{۱}=۲a\right)$، متوسط $\left(XG_{۲}=۳a\right)$، زیاد $\left(XG_{۳}=۴a\right)$ و خیلی زیاد $\left(XG_{۴}=۵a\right)$. پیامدهای وقوع ریسک برای پیمانکار عبارتند از: خیلی کم $\left(XI_{\cdot}=b\right)$، کم $\left(XI_{۱}=۲b\right)$، متوسط $\left(XI_{۲}=۳b\right)$، زیاد $\left(XI_{۳}=۴b\right)$ و خیلی زیاد $\left(XI_{۴}=۵b\right)$. روشن است میزان آثار وقوع ریسک برای هر یک از طرفین متفاوت است $\left(XI\neq XG\right)$.

همانطور که در بخش سوم مقاله اشاره شد ریسک کاهش قیمت نفت برای پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بسیار اندک بوده و برای سایر نسل‌های قراردادی نیز اصلاً مطرح نیست (جداول شماره ۲و۳). ریسک تأخیر در تکمیل پروژه نیز آثاری به مراتب کمتر از دو ریسک دیگر پیمانکار یعنی ریسک هزینه و ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی دارد.

در نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل ریسک هزینه تقریباً بطور کامل به پیمانکار منتقل شده است. اما در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل ریسک هزینه برای دولت مطرح است. ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها که در نسل‌های قبلی قرارداد وجود داشت با تغییراتی که در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل داده شده است در قالب ریسک هزینه قابل توضیح است. این دو ریسک هر چند قابل اهمیت است اما با توجه به قیمت‌های بالای نفت نمی‌تواند اثر قابل توجهی بر سود خالص پروژه‌های نفتی داشته باشد.

میان‌مدت و بلندمدت پیمانکار در میدان است. این روش می‌تواند انگیزه‌ای را برای پیمانکار جهت استفاده از روش‌های حداکثر نرخ کارا[1] (MER) را ایجاد کند. همچنین بموجب نسل سوم قراردادها پیمانکار مکلف است در صورت ضرورت و تأیید شرکت ملی نفت ایران، طرح‌های ازدیاد برداشت را اجرا کرده و سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهد. اما همچنان مشکلات ساختاری که در خصوص قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بیان شد در این نسل از قراردادهای بیع‌متقابل نیز وجود دارد.

پ. ریسک هزینه

در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول و دوم در ابتدای پروژه، سقف قرارداد تعیین می‌شد. در این صورت مهمترین ضعف این قراردادها تحمیل ریسک افزایش هزینه به پیمانکار بود. در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه برای رفع این کاستی، سقف قرارداد ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از تنفیذ قرارداد به پیمانکار و برگزاری مناقصات خرید نهایی می‌شود. در این روش

اولاً همه ریسک افزایش هزینه سرمایه‌ای به شرکت ملی نفت تحمیل خواهد شد و احتمال دارد قیمت نهایی قرارداد به مقدار قابل توجهی از برآورد اولیه بیشتر باشد.

ثانیاً پیمانکار هیچ انگیزه‌ای برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای ندارد زیرا افزایش هزینه‌ها تأثیری بر نرخ بازگشت سرمایه آن ندارد. به تناسب افزایش هزینه‌ها، عائدی پیمانکار نیز افزایش می‌یابد بگونه‌ای که نرخ بازگشت سرمایه تغییر نکند. لذا شرکت ملی نفت بایستی نظارت و کنترل دقیق بر مناقصات پیمانکار داشته باشد. لازمه حضور فعال و مؤثر در این مناقصات داشتن نیروهای کارآمد در همه زمینه‌های فنی و غیرفنی است که هزینه‌های زیادی را به شرکت ملی نفت تحمیل می‌کند.

در قرارداد نسل سوم بیع‌متقابل یادآوران (که ریسک هزینه برای دولت وجود دارد) در صورت افزایش ۲۰ و ۵۰ درصدی هزینه سرمایه‌ای، نسبت درآمد به هزینه $\left(\frac{R}{C}\right)$ طی دوره قرارداد، از ۸/۴ به ترتیب به ۷ و ۵/۶ کاهش می‌یابد.

ت. ریسک بیش برآورد هزینه‌ها

همانطور که توضیح داده شد یکی از ریسک‌های مهم شرکت‌های بین‌المللی نفتی در نسل اول و دوم قراردادهای بیع‌متقابل ریسک افزایش هزینه است. لذا شرکت‌های نفتی این انگیزه را داشتند تا

1. Maximum Efficient Rate

تعهدات خود عمل نموده و پروژه را تحویل شرکت ملی نفت نمایند. پس از آن نیز باقیمانده هزینه‌ها و پاداش پیمانکار بازپرداخت می‌شود (درخشان ۱۳۸۵).

دوم: روش‌های افزایش ضریب بازیافت، این روش‌ها برای میادین نفتی ایران شامل تزریق آب و بویژه گاز است (سعیدی، ۱۳۸۱). روش‌هایی همچون تزریق گاز به میادین، موجب جابجایی بالای نفت می‌شود و به سبب آنکه میزان نفت تولید شده در طول عمر میدان را حداکثر میکند تولید صیانتی محسوب می‌شود. اما چنین روش‌هایی در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل مورد استقبال شرکت‌های طرف قرارداد قرار نمیگیرد زیرا

اولاً ریسک عملیاتی این روش‌ها بیش از سایر روش‌های بهره‌برداری است لذا نااطمینانی در خصوص هزینه‌های آتی را افزایش می‌دهد (اداره ملی نفت و گاز (NPC[1]) آمریکا، ۲۰۱۱).

ثانیاً بازدهی این روش‌ها آهسته‌تر است (کرفت[2]، ۱۹۹۱) و چه بسا آثار این روش‌ها به صورت کامل پس از پایان عمر قرارداد ظاهر شود.

ثالثاً پاداش پیمانکار در استفاده از این روش‌ها باید با نوع فعالیت متناسب باشد. برای مثال تزریق به موقع و به مقدار مناسب گاز به میدان آزادگان می‌تواند ضریب بازیافت این میدان را از ۴/۴ درصد به ۳۰ درصد افزایش دهد که به موجب آن حدود ۹ میلیارد بشکه به تولید میدان افزوده می‌شود (درخشان، ۱۳۸۵). اما در قراردادهای بیع‌متقابل پاداش ضریبی از هزینه سرمایه‌ای (حدود ۵۰ درصد) است و ارتباطی با نوع فعالیت و نتایج آن ندارد. لذا انگیزه‌ای برای پیمانکار برای افزایش ضریب بازیافت وجود ندارد.

در قراردادهای بیع‌متقابل نسل دوم پیمانکار موظف شده است تا از روش‌هایی که به حداکثر نرخ کارا بیانجامد بهره بگیرد اما ساختار قرارداد نسل دوم بیع‌متقابل نیز امکان تحقق این امر را فراهم نمی‌کند. هر چند دوره قرارداد ۲۵ سال است اما تولید پس از دستیابی به اهداف قرارداد برای حداقل یک دوره ۲۱ روزه در یک دوره ۲۸ روزه متوالی به شرکت ملی نفت تحویل داده میشود و ریسک کاهش تولید همانگونه که در بخش قبل بحث شد به شرکت ملی نفت تحمیل می‌شود.

در قراردادهای نسل سوم، مدت قرارداد بستگی به میزان عملیات توسعه و تعداد فازهای انجام کار دارد. لذا اگر عملیات توسعه میدان در چند فاز ۵ ساله توسعه انجام گیرد که مستلزم حضور

1. National Petroleum Council
2. Craft

جدول ۸. اثر کاهش تولید پس از تحویل پروژه بر نسبت درآمد به هزینه دولت

نام میدان	تولید هدف بشکه در روز	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶
یادآوران	۸۵۰۰۰	۹۹۳۲	۵۳۹۸	۱۳۶۲۶	۱۳۹۳۴	۱۷۷۹۷	۱۳۲۶۷

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود با کاهش سطح تولید نفت و گاز پس از تحویل پروژه به شرکت نفت در حالیکه در بازپرداخت هزینه‌های شرکت‌های بین‌المللی هیچ اختلالی ایجاد نخواهد شد اما سودآوری پروژه برای دولت به شدت کاهش خواهد یافت. متأسفانه در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول هیچ مکانیزم انگیزشی برای شرکت‌های بین‌المللی جهت پوشش ریسک وجود ندارد. اما در قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم با چند فازی شدن قرارداد این ریسک تا حد زیادی پوشش داده شده است.

ب. ریسک عدم تولید صیانتی

تولید صیانتی حداکثرسازی مقدار نفت استخراج شده در طول عمر میدان است که با توجه به خصوصیات طبیعی مخزن و رفتار تولیدی آن و ملاحظات اقتصادی مانند قیمت نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش ضریب بازیافت، تعیین می‌شود. تولید صیانتی از میادین نفتی بهینه سازی تولید در عمر مخزن است (انجمن مهندسان نفت[1]). تولید صیانتی را می‌توان با دو معیار ارزیابی کرد:

نخست: نرخ تخلیه که عبارتست از نسبت تولید سالیانه از مخزن به حجم باقیمانده نفت در مخزن (سعیدی ۱۳۸۱). برای مثال نرخ تخلیه سالیانه به موجب قرارداد بیع‌متقابل میدان سروش و نوروز به ترتیب ۱۶ درصد و ۶ درصد است که با توجه به ویژگی‌های سنگ مخزن و گرانروی نفت آن رقم بسیار بالایی است. نرخ تخلیه سالیانه میدان قوار عربستان که از بهترین ویژگی‌های سنگ مخزن برخوردار است حدود ۲/۲ درصد است. طبعاً شرکت‌های طرف قرارداد خواهند کوشید تا با توسل به روش‌های مختلف- حتی غیر صیانتی- تولید از میادین را افزایش داده و تولید را در یک دوره ۲۱ روزه به سطح مندرج در قرارداد برسانند تا ظاهراً در کوتاه‌مدت بتونند به

1. Society of Petroleum Engineering

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در میادین درود، بلال و سروش و نوروز به ترتیب حداکثر با تحقق ۲۶ درصد، ۶۰ درصد و ۱۷ درصد از اهداف تولیدی، بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار بطور کامل انجام خواهد شد. بنابراین ریسک کاهش تولید پس از انتقال عملیات میدان به شرکت ملی نفت ایران برای پیمانکار تقریباً وجود ندارد بلکه این نااطمینانی برای دولت وجود دارد که پس از تحویل گرفتن کار، تولید میدان به سرعت کاهش یابد. در این صورت ریسک کاهش تولید به دولت تحمیل می‌شود.

در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، پروژه در چند فاز تعریف می‌شود تا پیمانکار انگیزه کافی برای ثبات تولید پس از تحویل هر فاز داشته باشد. برای مثال در قرارداد یادآوران تولید در فاز اول به ۸۵ هزار بشکه در روز افزایش یافته و فاز دوم ۱۰۰ هزار بشکه دیگر به آن افزوده خواهد شد. با این وجود همچنان تولید در هر فاز پس از یک دوره ۲۸ روزه به دولت تحویل داده می‌شود. در جدول زیر تولید نفت سربه‌سری برای میدان یادآوران ارائه شده است.

جدول ۷. تولید سربه‌سری برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش

شرح	نسبت درآمد به هزینه در قراردادهای بیع‌متقابل	اثر کاهش ۲۰ درصدی تولید	اثر کاهش ۵۰ درصدی تولید
میدان درود	۱۱/۷	۹/۴	۵/۹
سروش و نوروز	۱۴/۲	۱۱/۴	۷/۱
بلال	۵	۴	۲/۵
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۹/۷	۷/۸	۴/۸
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۸/۳	۶/۷	۴/۲

منبع: محاسبات محقق

برای آنکه اثر کاهش تولید نفت بر سودآوری قراردادهای بیع‌متقابل برای دولت روشن‌تر شود اثر کاهش تولید نفت بر نسبت درآمد به هزینه $\left(\frac{R}{C}\right)$ دولت در قراردادهای منتخب ارائه شده است:

ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی این انگیزه را در پیمانکاران تقویت می‌کند تا سطحی از تولید را که بایستی به آن متعهد باشند کمتر از میزان واقعی تعیین کنند تا خود را در برابر ریسک کاهش تولید پوشش دهند.

۳-۲. ریسک‌های دولت

الف. ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه

در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، مدت اجرای قرارداد معمولا ۴ تا ۵ سال و بازپرداخت آن بین ۷ تا ۹ سال از تاریخ خاتمه توسعه و یا شروع تولید اولیه است. بدین ترتیب پس از پایان عملیات توسعه عملاً پیمانکار نظارتی بر تولید ندارد. شرط تحقق تولید قراردادی، ۲۱ روز تولید در سطح قرارداد در یک دوره متوالی ۲۸ روزه است. در برخی مطالعات این ریسک به عنوان ریسک پیمانکار مطرح می‌شود. زیرا پیمانکار در دوره ۷ تا ۹ ساله بازپرداخت حضور ندارد اما با کاهش تولید در این دوره امکان کاهش بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار وجود دارد. به عبارت دیگر پیمانکار در ریسک کاهش تولید در سال‌های پس از خاتمه قرارداد شریک است در حالی‌که نقشی در مدیریت عملیات تولید ندارد (جنتی‌فر ۲۰۱۰، محمد ۲۰۰۹، فرنژاد ۲۰۰۹). برای بررسی این موضوع سطح تولیدی سربه‌سری بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار برای سه قرارداد نسل اول بیع‌متقابل بلال، سروش و نوروز و درود محاسبه شد:

جدول ٦. تولید سربه‌سری برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش

نام میدان	تولید هدف بشکه در روز	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
درود	۷۲۰۰۰	۱۱۲۹۴	۱۰۸۰۹	۲۷۰۰۲	۳۰۳۸۲	۲۱۹۹۲	۱۳۴۸۹	۱۱۲۲۵	۴۳۳۹	۱۰۴۶
بلال	۴۰۰۰۰		۲۴۲۵۳	۱۶۱۰۹	۱۲۸۲۷					
سروش و نوروز	۱۹۰۰۰۰		۲۶۵۴۰	۳۳۹۲۷	۳۱۲۲۳	۲۲۱۱۱	۱۸۴۱۲	۱۷۲۰۹	۱۱۹۰۷	

منبع: محاسبات محقق

ت. ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی[1]

در قراردادهای بیع‌متقابل سطح تولید قراردادی در ابتدای قرارداد و بر اساس اطلاعات اولیه و بعضاً قدیمی تعیین می‌شود. چه بسا پیمانکار پس از گذشت دوره‌ای از عملیات توسعه و آگاهی بیشتر از مخزن به این نتیجه رسید که با توجه به خصوصیات میدان و یا سقف هزینه‌ای قرارداد امکان دسترسی به سطح تولید قراردادی وجود ندارد. در این صورت با توجه به مکانیزمی که در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، دوم و سوم تعبیه شده است پاداش توسعه میدان (که برابر ۵۰ درصد هزینه سرمایه‌ای است) به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد (ون گرونندال و مزرعتی، ۲۰۰۶).

جدول۵. اثر عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی (درصد)	نرخ داخلی بازگشت سرمایه در صورت عدم‌دستیابی به تولید قراردادی (درصد)
میدان درود	۱۶	۶/۲
سروش و نوروز	۱۶/۶	۶/۶
بلال	۱۷/۸	۶/۰۵
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۶/۸
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۱۹	۸/۳

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در صورت عدم دستیابی پیمانکار به سطح هدف قراردادی تولید نرخ بازگشت داخلی حدود ۱۰ درصد کاهش پیدا می‌کند. البته اثر ریسک کاهش تولید بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه کمتر از ریسک هزینه است. قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل بگونه‌ای تنظیم شده‌اند که در صورت عدم تحقق پاداش، نرخ داخلی بازگشت سرمایه حدود ۶ درصد باشد اما در پروژه میدان یادآوران که از نوع قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل است پیش‌بینی می‌شود نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار، حتی در صورت عدم دستیابی به تولید هدف، بیش از ۸ درصد باشد. به عبارت دیگر ریسک پیمانکار در قرارداد میدان یادآوران کاهش یافته است.

1.Production Profile

پ. ریسک تأخیر در تکمیل پروژه

یکی از ریسک‌هایی که در اغلب پروژه‌ها بویژه پروژه‌های نفتی وجود دارد ریسک تأخیر در تکمیل پروژه است. در قراردادهای نسل اول، دوم و سوم اکتشاف و توسعه، پاداش و جریمه خاصی برای تسریع در تکمیل پروژه و یا تأخیر آن مشاهده نمی‌شود. البته روشن است که با تأخیر در اجرای پروژه دوره بازگشت سرمایه پیمانکار نیز افزایش خواهد یافت و نرخ داخلی بازگشت سرمایه کاهش می‌یابد. همانطور که بیان شد پرداخت پاداش در قراردادهای بیع‌متقابل پس از رسیدن تولید به سطح تولید نهایی قرارداد امکان‌پذیر است لذا تأخیر در دستیابی به این سطح تولید پرداخت پاداش را به تعویق می‌اندازد. در جدول زیر اثر تأخیر یک ساله و دوساله در تکمیل پروژه بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار محاسبه شده است:

جدول٤. آثار تأخیر در تکمیل پروژه بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار (ریسک تأخیر)

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با یک سال تأخیر	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با دو سال تأخیر
میدان درود	۱۶	۱۴/۸	۱۳/۹
سروش و نوروز	۱۶/۶	۱۵/۴	۱۴/۴
بلال	۱۷/۸	۱۶/۳	۱۵/۲
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۱۵	۱۳
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۱۹	۱۸/۱	۱۷

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق نشان داده شده است تأخیر تکمیل در پروژه برای یک سال یا دو سال نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار را بین ۲ درصد تا ۶ درصد کاهش می‌دهد. کمترین ریسک تأخیر مربوط به پروژه میدان یادآوران و بیشترین آن مربوط به پروژه فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی است.

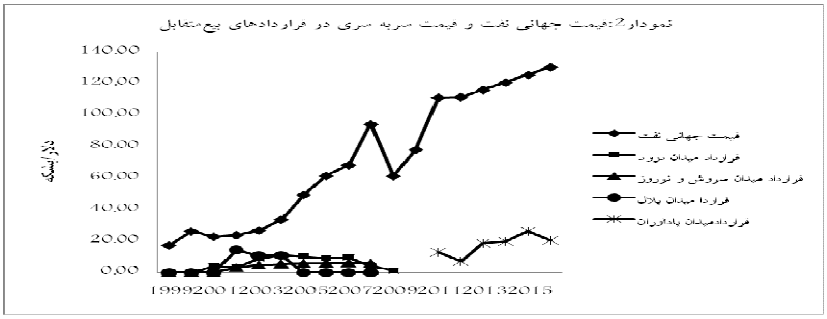
جدول۳. قیمت سربه‌سری نفت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار (دلار هر بشکه) در قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل

نام میدان/سال	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶
یادآوران	۱۳	۷/۱	۱۸/۶	۱۹/۸	۲۶/۳	۲۰/۴
قیمت نفت	۱۱۱/۲۶	۱۱۱/۶۵	۱۱۶/۱۲	۱۲۰/۷۶	۱۲۵/۵۹	۱۳۰/۶

منبع: محاسبات محقق، پیش‌بینی قیمت بر اساس دورنمای سالانه انرژی آژانس اطلاعات انرژی آمریکا[1] (۲۰۱۲)

بر اساس جدول فوق، قیمت سربه‌سری برای بازپرداخت قراردادهای درود و بلال به مراتب پایین‌تر از قیمت نفت در بازار جهانی است. برای میدان درود بیشترین قیمت سربه‌سری نفت کمتر از ۱۲ دلار برای هر بشکه است. در میدان یادآوران قیمت سربه‌سری در بیشترین حالت حدود ۲۰٪ قیمت جهانی نفت خواهد بود.

قیمت نفت‌خام پس از یک دوره کاهش از دسامبر سال ۱۹۹۷ تا دسامبر سال ۱۹۹۸، در ژانویه سال ۱۹۹۹ روند افزایشی گرفت و تا نیمه سال ۱۹۹۹، پس از سه مرحله کاهش تولید اوپک (سه میلیون بشکه در روز)، به بیش از ۲۵ دلار افزایش یافت (کافمن[2] و همکاران، ۲۰۰۸). از این رو احتمال کاهش قیمت به کمتر از قیمت سربه‌سری قراردادهای منعقده در سال ۱۹۹۹ بسیار کم بود. با توجه به افزایش قیمت نفت، برای قراردادهای بیع‌متقابل نسل‌های اول، دوم و سوم که پس از سال ۲۰۰۰ منعقد گردید این ریسک به مراتب کمتر نیز است. لذا ریسک کاهش قیمت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار بسیار ناچیز بود. در نمودار زیر قیمت سربه‌سری قراردادهای بیع‌متقابل با قیمت نفت در بازار جهانی مقایسه شده است.



منبع: محاسبات محقق (جداول ۲ و ۳ مقاله) و پیش‌بینی قیمت بر اساس دورنمای سالانه انرژی آژانس اطلاعات انرژی آمریکا[3] (۲۰۱۲)

1. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012
2. Kaufman
3. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012

ریسک هزینه مربوط به قراردادهای میادین درود و سروش و نوروز و کمترین آن مربوط به قراردادهای فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی بوده است.

در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و بعد از برگزاری ۸۵ درصد مناقصات خرید تجهیزات و صدور سفارش خرید، سقف قرارداد مشخص می‌شود. از آنجاکه بیش از ۸۵ درصد هزینه‌های توسعه میدان مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای است[1] با این روش تعیین سقف، تا حدود زیادی ریسک افزایش هزینه سرمایه‌ای پوشش داده می‌شود. اما همچنان ریسک‌های هزینه‌های عملیاتی و ریسک‌های فنی و وجود دارد.

در جدول مشاهده می‌شود ریسک هزینه در قرارداد میدان یادآوران بسیار کمتر از قراردادهای نسل اول است بطوریکه با افزایش ۵۰ درصدی هزینه‌های عملیاتی این پروژه نرخ داخلی بازگشت سرمایه صرفاً ۲/۲ درصد کاهش می‌یابد

ب. ریسک کاهش قیمت نفت

از آنجاکه بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار از محل حداکثر ۶۰ درصد درآمدهای پروژه پرداخت می‌شود یکی از ریسک‌های پیمانکار کاهش قیمت نفت به حدی است که امکان بازپرداخت حقوق پیمانکار نباشد. برای این منظور قیمت سربسری نفت برای قراردادهای بیع‌متقابل درود، بلال و سروش و نوروز و یادآوران محاسبه گردید:

جدول ۲. قیمت سربه‌سری نفت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار (دلار هر بشکه) در قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل

نام میدان/سال	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
درود	۴/۱	۳/۴	۸/۹	۱۱/۳	۱۰/۳	۹/۲	۹/۶	۴/۱	۱/۴
بلال×		۱۴/۴	۱۰/۸	۱۰/۸					
سروش و نوروز		۳/۳	۴/۷	۵/۵	۵/۷	۵/۹	۶/۱	۵/۹	
قیمت نفت	۲۲/۸۱	۲۴/۷۴	۲۶/۷۸	۳۳/۶۴	۴۹/۳۵	۶۱/۵	۶۸/۱۹	۹۴/۳۴	۶۱/۴

منبع: محاسبات محقق، قیمت نفت بر اساس سالنامه آماری بی‌پی ۲۰۱۲

× فاز پرداخت قرارداد میدان بلال سه ساله (۲۰۰۴-۲۰۰۲) بوده و نیازی به ذکر قیمت سربه‌سری برای سال ۲۰۰۴ به بعد نیست.

۱. بر اساس نسبت هزینه‌های عملیاتی به کل هزینه‌ها در قرارداد سروش و نوروز محاسبه شده است.

براساس نمودار فوق، هزینه‌های سرمایه‌ای بین سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۱۲ بیش از ۲/۶ برابر شده است. در دوره قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول تا سال ۲۰۰۳ افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بطور میانگین حدود ۲۳ درصد و رشد هزینه‌های عملیاتی حدود ۲۰ درصد بوده است. در دوره قراردادهای نسل دوم و سوم بیع‌متقابل افزایش هزینه به مراتب بیش از دوره قبل است بطوری‌که بین سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۷ هزینه‌های سرمایه‌ای بیش از ۵۰ درصد افزایش یافته است. در جدول زیر ریسک افزایش هزینه در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول و سوم ارزیابی شده است:

جدول۱. تأثیر افزایش هزینه‌های توسعه در قراردادهای بیع‌متقابل بر نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار (ریسک هزینه)

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با (۲۰ درصد افزایش در هزینه‌های قرارداد)	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با (۵۰ درصد افزایش در هزینه‌های قرارداد)
میدان درود	۱۶	۱۰/۶	۰/۲۶
میدان بلال	۱۷/۸	۱۱/۳	۳/۸
میدان سروش و نوروز	۱۶/۶	۱۰/۶	۰,۳۹
فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۱۰	۵/۲
میدان‌یادآوران (هزینه‌های‌عملیاتی)×	۱۹/۶	۱۸/۸	۱۷/۴

منبع: محاسبات محقق

× از آنجاکه قرارداد توسعه میدان یادآوران از نوع نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل است پیمانکار صرفاً با ریسک هزینه‌های عملیاتی مواجه است زیرا در این نوع قرارداد مبلغ قرارداد پس از صدور سفارش خرید تجهیزات که بخش عمده هزینه سرمایه‌ای را پوشش می‌دهند نهایی می‌گردد و این ریسک از عهده پیمانکار خارج شده است.

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در چارچوب نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل توسعه افزایش هزینه‌های توسعه میدان، نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار را شدیداً تحت تأثیر قرار می‌دهد بطوری که با افزایش ۲۰ و ۵۰ درصدی هزینه‌های توسعه قرارداد میدان درود نرخ داخلی بازگشت سرمایه از ۱۶ درصد به ۱۰/۶ و ۰/۳۶ درصد کاهش می‌یابد. بر اساس جدول (۱)، بیشترین

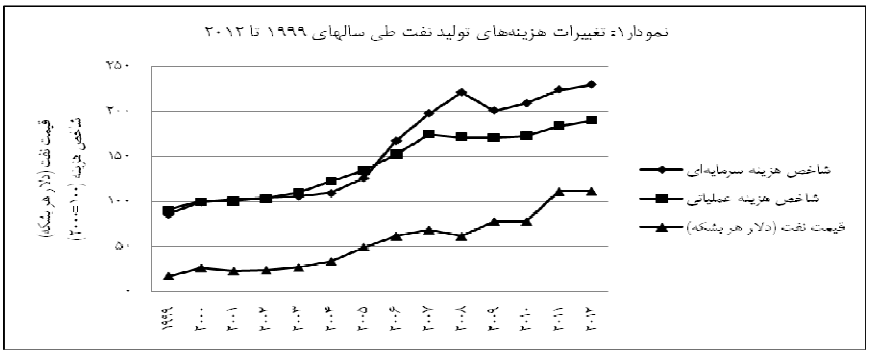
۳. هزینه‌های بانکی شامل هزینه نرخ بهره تأمین مالی پروژه‌ها است که توسط پیمانکار پرداخت می‌شود این هزینه بصورت نرخ لیبور در زمان عقد قرارداد به علاوه ۰/۷۵ درصد محاسبه شده و به پیمانکار پرداخت می‌شود.

۴. هزینه‌های سرمایه‌ای، که شامل هزینه‌های تأمین و اجاره ماشین‌آلات، ساختمان‌ها و دیگر دارایی‌های عینی و هزینه‌های تأمین نشده سال‌های پیش است و بطور کلی هر هزینه‌ای بجز هزینه‌های فوق‌الذکر را شامل می‌شود.

در کلیه قراردادهای نسل اول و دوم توسعه میادین، قیمت قرارداد سقف معینی دارد که در ابتدای قرارداد که هنوز اطلاعات کامل در خصوص رفتار میدان وجود ندارد تعیین می‌شود. این روش تعیین سقف قرارداد از دو جهت ریسک به پیمانکار تحمیل می‌کند:

اولاً: شناخت رفتار میدان در طول دوره توسعه و بهره‌برداری کامل می‌شود از این رو ریسک دستیابی به تولید هدف قرارداد برای پیمانکار وجود دارد. در صورت عدم تحقق تولید مشخص شده در قرارداد هیچ پاداشی به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد. نرخ پاداش در قراردادهای بیع‌متقابل حدود ۵۰ درصد هزینه سرمایه‌ای است (ونگرونندال و مزرعتی، ۲۰۰۶).

ثانیاً: شرایط بازار خدمات و تجهیزان نفت و گاز به شدت نوسانی است. اغلب با افزایش قیمت نفت و گاز، فعالیت‌ها برای توسعه میادین نفت و گاز جدید افزایش می‌یابد که به موجب آن قیمت خدمات و تجهیزات نفتی افزایش می‌یابد. این در حالی است که سقف هزینه در قرارداد بیع‌متقابل ثابت است و پیمانکار هیچ سهمی در افزایش قیمت نفت ندارد لذا ریسک افزایش هزینه یکی از ریسک‌های جدی است که به پیمانکار تحمیل می‌شود. در نمودار زیر تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی و قیمت نفت طی دوره ۲۰۱۲-۲۰۰۰ نشان داده شده است:



منبع: مؤسسه آمار و اطلاعات IHS، ۲۰۱۲

(۲۰۱۲) نیز پرداخته شده است که تقریباً با موارد فوق‌الذکر یکسان است. البته قندی[4] در مطالعه خود بطور نسبتاً جامعی ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل با تأکید بر میدان سروش و نوروز پرداخته است اما به مقایسه میان نسل‌های مختلف قرارداد بیع‌متقابل نمی‌پردازد.

در این مقاله، داده‌های مربوط به جریان نقدی قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل، از رساله کارشناسی‌ارشد آقای سید وحید حسینی (۱۳۷۹) و داده‌های مربوط به قرارداد بیع‌متقابل یادآوران از مقاله کوهن و جنتی‌فر (۲۰۱۲) استخراج گردیده است.

۳. توزیع ریسک در قراردادهای بیع‌متقابل

در یک دسته‌بندی می‌توان ریسک‌های قراردادهای نفتی را به ریسک‌های پیمانکار (شرکت‌های بین‌المللی نفتی) و ریسک‌های دولت یا شرکت‌های ملی نفت تقسیم کرد. در این قسمت ریسک‌هایی را که پیمانکار و دولت در چارچوب نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل متحمل می‌شوند بررسی خواهد شد.

۳-۱. ریسک‌های پیمانکار

الف. ریسک هزینه

در قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌های توسعه در ۴ گروه اصلی طبقه‌بندی می‌شوند:

۱. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، که شامل هزینه‌هایی از قبیل مالیات، بیمه، حقوق گمرکی و کلاً عوارض کشور و هزینه آموزش است.

۲. هزینه‌های عملیاتی: هزینه‌هایی است که پیمانکار برای اجرای عملیات تولید از زمان تولید زودهنگام تا پایان مدت قرارداد، با رضایت شرکت ملی نفت خرج می‌کند. هزینه‌های عملیاتی در پایان هر سال به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

1.Farnejad
2. Mohammad
3. Kuhn, Jannatifar
4. Ghandi

کمپ و استفان (۱۹۹۹) دو ریسک اصلی برای هر پروژه نفت و گاز بر می‌شمرد: ریسک هزینه[1] و ریسک تکمیل پروژه[2]. در صورت اتخاذ مکانیزم پاداش و جریمه در قراردادهای نفتی، ریسک کارفرما و پیمانکار هر دو افزایش خواهد یافت. زیرا کارفرما بایستی بخشی از منافع حاصل از تسریع در اختتام پروژه را به پیمانکار بپردازد و البته از سوی دیگر پیمانکار علاوه بر جریمه تأخیر در دریافت حق‌الزحمه، مبلغی را نیز بابت جریمه پرداخت خواهد کرد بنابراین ریسک افزایش می‌یابد. در این صورت هزینه سرمایه افزایش می‌یابد و در نتیجه نرخ بازگشت سرمایه‌ها بایستی افزایش یابد. لذا کیفیت توزیع ریسک بین طرفین قرارداد تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر هزینه قرارداد دارد. این افزایش ریسک برای شرکت‌های بزرگ نفتی قابل تحمل است اما برای شرکت‌های کوچک که در تنوع سرمایه‌گذاری محدودیت دارند قابل تحمل نیست.

ون گرونندال و مزرعتی[3] (۲۰۰۶) در مقاله‌ای به بررسی قراردادهای بیع‌متقابل میادین نفتی و گازی ایران می‌پردازند. بر اساس این مقاله، ریسک‌هایی که شرکت‌های بین‌المللی نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل با آن روبرو است عبارت است از:

۱. کاهش قیمت نفت
۲. افزایش هزینه ها به میزان بیش از هزینه‌های برآوردی اولیه
۳. تأخیر در اجرای عملیات و ساخت تجهیزات
۴. عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی[4]
۵. قطع تولید به دلیل خطرات احتمالی
۶. هزینه‌های عملیات و نگهداری بالاتر از حد انتظار

همچنین ریسک‌هایی که شرکت ملی نفت(NOC) با آن روبرو است عبارتست از:

۱. افزایش تولید میدان به صورت غیر بهینه توسط شرکت‌های بین‌المللی نفت به منظور تسویه هزینه‌ها
۲. تخمین بیش از حد هزینه‌ها به منظور افزایش پاداش و هزینه‌های بانکی

به ریسک‌های دولت و شرکت‌های بین‌المللی در قراردادهای بیع‌متقابل در مطالعات دیگری از جمله عثمان[5] (۲۰۰۷)، فرنژاد[1] (۲۰۰۹)، محمد[2] (۲۰۰۹)، کوهن و جنتی‌فر[3] (۲۰۱۲) و قندی

1.Cost Risk
2.Project Completion Risk
3. Van Geronendal and Mazraati
4.Production Profile
5. Otman

۲. مروری بر مطالعات انجام شده

بوهرن و اکرن[1] (۱۹۸۷) در یک دسته‌بندی کلی ریسک دولت‌ها را به ریسک‌های اقتصاد خرد و اقتصاد کلان تقسیم میکنند. مهمترین ریسک اقتصاد کلان ریسک درآمد است که تابعی از قیمت نفت و نرخ ارز است. هر دو مؤلفه تأثیرگذار بر این ریسک برون‌زا هستند و تحمیل آن در چارچوب قرارداد به شرکت‌های پیمانکار منصفانه نخواهد بود. ریسک خرد دولت‌ها، ریسک هزینه و تولید از میادین نفتی است هر چند این ریسک نیز بین پروژه‌های مختلف توسعه و تولید میادین نفت و گاز قابل توزیع است اما بایستی بخشی از آن در چارچوب رژیم‌های مالی به پیمانکار منتقل گردد.

اسماندسن[2] (۱۹۹۹) ریسک شرکت‌های نفتی را به دو بخش ریسک سیستماتیک و ریسک اقتصاد خرد تقسیم می‌کند. ریسک سیستماتیک شرکتها، حاصل کوواریانس بین نرخ بازگشت سرمایه شرکت و بازگشت سرمایه سبد دارایی بازار است. این ریسک شرکت‌ها از جنس ریسک اقتصاد کلان دولت‌هاست و نمی‌توان آن را میان دولت و شرکت تسهیم نمود. ریسک خرد یا ریسک هزینه و تولید میدان نیز با توجه به تنوع فعالیت شرکت‌ها در میادین مختلف و باریسک و پاداش‌های متفاوت کاهش می‌یابد اما در هر صورت، این ریسک بر نرخ بازگشت سرمایه شرکت‌ها مؤثر خواهد بود. البته ریسک سیستماتیک (کلان) شرکت‌ها و دولت متفاوت است زیرا سبد دارایی مرجع دولت ثروت ملی و سبد دارایی مرجع شرکت بازار سرمایه است.

بر اساس مطالعه جانسن[3] (۱۹۹۱)، ثروت ملی در مقایسه با بورس نروژ، با ریسک درآمدی کمتری مواجه است. به عبارت دیگر با توجه به سهم قابل توجه پروژه‌ها و سرمایه‌گذاری‌های نفتی در صندوق ثروت ملی نروژ، پوشش ریسک دولت در برابر ریسک‌های سیستماتیک بیش از شرکت‌هاست. علاوه بر این ریسک خرد شرکت‌ها نیز با توجه به محدودیت تنوع سرمایه‌گذاری آنها نیز اغلب بیش از دولت‌هاست. بنابراین شرکت‌ها در مقایسه با دولت‌ها با ریسک بیشتری مواجه هستند. به دلیل ناقص بودن بازارهای مالی طرفین قرارداد بایستی ریسکی را متحمل شوند این ریسک نیز در چارچوب قرارداد بایستی بهینه توزیع شود. در حالت بهینه آن طرف از قرارداد که پوشش ریسک مناسب‌تری دارد و یا ریسک‌گریزی کمتری دارد بایستی ریسک بیشتری را متحمل شود.

1.Bohren and Ekern
2. Osmundsen
3. Johnsen

خرید خدمت هستندکه پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد (طاهری‌فرد، ۱۳۸۷). از ابتدا تا کنون با توجه به تغییراتی‌که در قراردادهای بیع‌متقابل صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:

- نسل اول: قراردادهای توسعه و یا اکتشاف،که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد بصورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میادین به کار رفته است.
- نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین که طبق آن، پیمانکار اکتشافی حق دارد در صورت اکتشاف میدان هیدروکربوری و تجاری بودن آن، مستقیماً و بدون قرارداد جدید با سقف مشخص و ثابت، عملیات توسعه را بعهده گیرد.
- نسل سوم: قراردادهای توسعه و قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد. همچنین این نسل از قراردادها برای چند فاز ۵ ساله قابل تمدید است (امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۹).

از آنجاکه هیچ یک از قراردادهای بیع‌متقابل اکتشاف به نتیجه مطلوب نرسیده است این قراردادها در این مقاله مورد بررسی قرار نگرفته است. همچنین چارچوب نسل اول و دوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه یکسان است. لذا تمرکز مقاله بر قراردادهای توسعه نسل اول و سوم است. مسئله اصلی مقاله این است که آیا توزیع ریسک نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل تفاوتی کرده است و به سمت توزیع بهینه متمایل شده است؟

از همین رو این مقاله مشتمل بر پنج بخش است. در بخش دوم، مطالعات انجام شده در این حوزه مرور می‌شود. در بخش سوم ریسک‌های دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای چهار قرارداد بیع‌متقابل که سه مورد آن از قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول (میادین درود، سروش و نوروز و بلال) و یک مورد آن از قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم (میدان یادآوران) است محاسبه می‌شود. در بخش چهارم کیفیت توزیع ریسک میان دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل نسلهای مختلف بررسی می‌شود. در پایان نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ارائه خواهد شد.

1. Johnston

طبقه‌بندی JEL: Q30، G32.

۱. مقدمه

اکتشاف، توسعه و تولید از میادین نفت و گاز اغلب بسیار پر ریسک، سرمایه‌بر و بهره‌برداری آنها مستلزم زمان طولانی است. ریسک پروژه‌های نفتی در چرخه عمر آن در سه گروه ریسک مالی، سیاسی و زمین‌شناسی طبقه‌بندی می‌شود. در حالی‌که ریسک‌های زمین‌شناسی پس از اکتشاف میدان کاهش می‌یابد اما ریسک‌های سیاسی و مالی افزایش می‌یابد. یکی ازدلایل آن انتقال قدرت چانه‌زنی میان سرمایه‌گذار و دولت میزبان طی دوره اکتشاف و بهره‌برداری است. در مرحله اکتشاف و پیش از تجاری‌شدن میدان قدرت چانه‌زنی سرمایه‌گذار بیش از دولت میزبان است اما در مرحله تولید ریسک سرمایه‌گذار افزایش و قدرت چانه‌زنی آن کاهش می‌یابد (توردو[1] ۲۰۰۷). توانایی تحمل ریسک دولت‌ها و شرکت‌ها متفاوت است. از این رو توزیع منصفانه ریسک یکی از مهمترین مؤلفه‌های ارزیابی قراردادهاست. اگر ریسکی که به پیمانکار تحمیل می‌شود با پاداشی که پرداخت میشود متناسب نباشد آنگاه قرارداد بهینه نخواهد بود و پیمانکار انگیزه کافی برای فعالیت‌های پر ریسک مانند حفاری در مناطق پیچیده و دشوار و یا پروژه‌های بهبود ضریب بازیافت را نخواهد داشت.

رژیم‌های مالی هیدروکربوری در دو گروه اصلی سیستم‌های حق امتیاز و سیستم‌های قراردادی طبقه‌بندی می‌شوند. هر گاه دولت بتواند مالکیت نفت و یا گاز را در سر چاه به شرکت طرف قرارداد منتقل کند در اصطلاح می‌گویند که این ترتیبات مالی در چارچوب «سیستم حق امتیاز[2]» تنظیم شده است. هرگاه دولت مالک ذخایر باشد و شرکت طرف قرارداد این حق را داشته باشد که سهمی از نفت تولید شده و یا سهمی از درآمد حاصل از فروش نفت را دریافت کند اصطلاحاً می‌گویند که این ترتیبات مالی[3] در چارچوب سیستم قراردادی تنظیم شده است. اگر در سیستم قراردادی شرکت طرف قرارداد سهمی از نفت تولید شده را دریافت کند نوع قرارداد را «مشارکت در تولید[4]» و اگر هزینه‌ها از درآمد حاصل از فروش نفت جبران شود نوع قرارداد را «خرید خدمت[5]» می‌نامند (جانستون[1]، ۲۰۰۷). قراردادهای بیع‌متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی

1. Tordo
2. Concessionary Systems
3. Financial Arrangements
4. Production Sharing Agreements
5. Service Contracts

فصلنامه اقتصاد انرژی ایران
سال دوم، شماره ۹، زمستان ۱۳۹۲، صفحات ۱۷۴-۱۵۱

بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه

علی طاهری فرد* و مصطفی سلیمی‌فر**

تاریخ دریافت: ۲۹ آبان ۱۳۹۱ تاریخ پذیرش: ۲۱ اسفند ۱۳۹۲

چکیده

توزیع منصفانه ریسک میان کشور میزبان و شرکت‌های بین‌المللی نفتی، از موضوعات بسیار مهم در قراردادهای نفتی است. در این مقاله توزیع ریسک میان شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول، دوم و سوم مورد بررسی قرار می‌گیرد. ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل عبارتند از: ریسک هزینه، ریسک تأخیر در تکمیل پروژه، ریسک عدم دستیابی به تولید قراردادی، ریسک کاهش قیمت نفت. ریسک‌های دولت عبارتند از: ریسک عدم تولید صیانتی، ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه، ریسک هزینه (نسل سوم قراردادها)، ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها. بر اساس نتایج این مقاله، در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، ریسک هزینه و عدم دستیابی به تولید قراردادی برای پیمانکار و ریسک عدم تولید صیانتی و کاهش تولید پس از تحویل پروژه برای دولت، بیشترین آثار را بر اقتصاد پروژه هر یک از طرفین دارند و مکانیزم انگیزشی مناسبی برای مدیریت این ریسک‌ها در قراردادهای نسل اول وجود ندارد. در قراردادهای نسل سوم، بطور قابل ملاحظه‌ای ریسک‌های اصلی قراردادهای بیع‌متقابل کاهش یافته است و طرفین قرارداد بطور میانگین با ریسک کمتری مواجه هستند. البته علی‌رغم کاهش ریسک پیمانکار در قراردادهای نسل سوم، نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار افزایش یافته است که این مسئله با توزیع متناسب ریسک و پاداش در قراردادها سازگاری ندارد.

واژه‌های کلیدی: قراردادهای بیع‌متقابل، توزیع ریسک، نرخ داخلی بازگشت سرمایه، کشور میزبان، شرکت‌های بین‌المللی نفتی

---

* دانشجوی دکتری اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد. این مقاله مستخرج از رساله دکتری اینجانب می‌باشد.
taherifard1361@yahoo.com
** دکتری اقتصاد و عضو هیئت علمی دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد mostafa@um.ac.ir

Ram, R. (1988). "Economic Development and Income Inequality: Further Evidence on the U Curve Hypothesis". *World Development*, 11: 1371-1375.

Rosenstein-Rodan, P. (1943). "Problems of industrialisation of Eastern and South-Eastern Europe", *Economic Journal*, Vol 53.

Rosenstein-Rodan, P. (1961). "Notes on the theory of the big push", In Ellis, H.S. and Wallich, H.C. (eds). *Economic Development for Latin America*, St Martin's Press, New York.

Ross M (2001) Extractive Sectors and the Poor. Oxfam America .www.oxfamamerica.org/eirexport/index.html.

Rostow W (1960) *The stages of economic growth*. Cambridge University Press, Cambridge.

Saith, A. (1983). "Development and Distributive: A critique of The Cross-Country U Hypothesis". *Journal of Development Economic*, 13: 15-32.

Sarraf, M. &. M. Jiwanji. (2001). "Beating the Resources Curse: the Case of Botswana". *Environmental Economics Series*, Paper No. 83.

Selover, D. and Round, D.,(1996). "Business Cycle Transmission and Interdependence between Japan and Australia", *Journal of Asian Economics, Elsevier*, Vol. 7, No. 4, pages 569-602.

Sims, C. (1986), "Are Forecasting Models Usable for Policy Analysis", *Federal Reserve Bank of Minneapolis Quarterly Review*, Vol. 10, No. 1, pp.2-15.

Sims, C.; Stock, J. & Watson, M. (1990), "Inference in Linear Time Series Models with Some Unit Roots", *Econometrica*, Vol.58, No.1, pp.113-144.

Stevens, Paul (2003). resource impact - curse or blessing?

Stijns, Jean-Philippe. (2003) *An Empirical Test of the Dutch Disease Hypothesis Using a Gravity Model of Trade*. Berkeley: University of California Press.

Svetlana Tsalik, Anya Schiffrin. (2004) Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development (Lifting the Resource Curse, 2), Open Society Institute.

Xavier Sala-i-Martin & Arvind Subramanian, (2013), "Addressing the Natural Resource Curse: An Illustration from Nigeria", *Journal of African Economies*, Centre for the Study of African Economies (CSAE), vol. 22(4), pages 570-615, August.

Gylfason, T. and G. Zoega (2003), "Inequality and Growth: Do Natural Resources Matter?", in Eicher, T. and S. Turnovsky (eds.), *Growth and Inequality: Theory and Policy Implications*, MIT Press, Cambridge, Massachussets.

Hirschman, A.O. (1958). *The strategy of economic development*, New Haven CT: Yale University Press.

Joshi V (1970) "Saving and foreign exchange constraints". In Streeten P (Ed.) *Unfashionable Economics*. Weidenfeld & Nicholson, London.

Konow, James (2003) "Which Is the Fairest One of All? A Positive Analysis of Justice Theories" *Journal of Economic Literature*, Vol. XLI (December 2003) pp. 1188–1239

Koop, G., M. H. Pesaran, S. Potter, (1996). *Impulse Response Analysis in Nonlinear Multivariate*

Koop,G. Korobilis,D (2010) Bayesian multivariate time series methods for empirical macroeconomics, manuscript available at http://personal.strath.ac.uk/gary.koop/.

Kuznets, S. (1995) "Economic Growth and Income Inequality" *American Economic Review*, 45: 1-28.

Leamer, E.E., Maul, H., Rodriguez, S. and Schott, P.K. (1999), "Does Natural Resource Abundance Increase Latin American Income Inequality?", *Journal of Development Economics* 59, 3-42.

Lewis A (1955) *The theory of economic growth*. Allen & Unwin, London.

Mabro R and Monroe E (1974) "Arab wealth from oil: problems of its investment". International Affairs, January.

Mabro, R (1980) Oil revenues and the cost of social and economic development in Energy in the Arab world. Volume 1, Kuwait AFESD and OAPEC.

Moradi, M.A. (2009). "Oil Resource Abundance, Economic Growth and Income Distribution in Iran". www.ecomod.org, Paper No. 990.

Murphy, K., Schleifer, A. and Vishny, R.W. (1989). "Industrialisation and the big push", *Journal of Political Economy*, Vol. 97, No.5., October.

Neary and Van Wijbergen eds. (1986). *Natural Resources and the Macroeconomy*, Cambridge, MA: The MIT Press.

Papanek, G & O. Kyn. (1986). "The Effects on Income Distribution of Development, the growth Rate and Economic Strategy". *Journal of Development Economics,* 23: 55-65.

Pesaran, M. H., Y. Shin, (1998). *Generalized Impulse Response Analysis in Linear Multivariate*

Prebisch, R. (1950). "The economic development of Latin America and its principal problems", United Nations, Lake Success, N.Y.

ب- انگلیسی

Ahlwalia, M.S. (1976) "Inequality Poverty and Development" *Journal of Development Economics*, 3: 307- 342.

Alesina, A & D. Rodrik. (1994). "Distributive Politics and Economic Growth". *Quarterly Journal of Economist*, 109: 465-490.

Anand, S. & S.M.R. Kanbur. (1993). "Inequality and Development A Critique". *Journal of Development Economics*, 41: 19-43.

Auty, R. (1990). *Resource-based industrialisation: sowing the oil in eight developing countries*, New York: Oxford University Press.

Auty, R. (1994). "The resource curse thesis: minerals in Bolivian development, 1970-90" *Singapore Journal of Tropical Geography*, Vol 15, No.2.

Auty, R. (2001), *Resource abundance and economic development*, (ed.), Oxford: Oxford University Press.

Baldwin, R.E. (1966). *Economic development and export growth: a study of Northern Rhodesia, 1920-1960*, Berkley and Los Angeles, CA: University of California Press.

Blanco, L., R. Grier. (2012). "Natural Resource Dependence and the Accumulation of Physical and Human Capital in Latin America". *Journal of Resources Policy*, 37: 281-295.

Blejer, M. I, and I. Guerrero, (1990); "The Impact of Macroeconomic Policies on Income Distribution: An Empirical Study of the Philippines", *Review of Economics and Statistics*, 72 (No. 3), pp. 414-23.

Bucellato, T., M. Alessandrini. (2009). "Natural Resources: A Blessing or a Curse? The Role of Inequality". Discussion Paper 98. Center for Financial Management Studies.

Campano, F. & D. Salvatore. (1998). "Economic Development Income Distribution and the Kuznets Hypothesis". *Journal of Policy Modeling*, 10: 265- 280.

Deininger, K. & L. Squire. (1998). "New Ways of Looking at Old Issues: Inequality and Growth". *Journal of Development Economics*, 57: 259-287.

El Shibley M and Thirlwall A P (1981) "Dual-Gap analysis for the Sudan". *World Development*, February.

Enders, W (2007), Translated by Sadeqi, M and Shavalpour,S.' "Applied time series Econometrics", Vol 2, Imam Sadiq University, Tehran

Fields, G. (1989). "Change in poverty and inequality in the developing countries", World Bank Research Observer, Vol.4/2, pp.167/85.

Gelb, A.H. (1986). "Adjustment to windfall gains", In Neary, J.P. and Van Wijnbergen, S. (Eds). *Natural Resources and the Macroeconomy*, Basil Blackwell, Oxford.

جرجرزاده، علی‌رضا و اقبالی، علی‌رضا (۱۳۸۴). «بررسی اثرهای درآمدهای نفتی بر توزیع درآمد در ایران». فصلنامه علمی پژوهشی *رفاه اجتماعی*، ۴ (۱۷): ۱۹-۱.

جوادی، شاهین (۱۳۸۸) «مدیریت اقتصاد کلان در کشورهای صادرکننده نفت» (ترجمه مجموعه مقالات)،گروه نویسندگان ، دفتر مطالعات برنامه و بودجه، مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی.

درخشان, مسعود (۱۳۸۱). «منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز». *فصلنامه مجلس و پژوهش*، ۳۴، تابستان ۱۳۸۱: ۶۶-۱۳

رحمانی، تیمور و گلستانی، ماندانا. (۱۳۸۸) «تحلیلی از نفرین منابع نفتی و رانت‌جویی بر توزیع درآمد در کشورهای منتخب نفت خیز»، *مجله تحقیقات اقتصادی*، شماره ۸۹، ص ۸۶ – ۵۷.

سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱). «موقعیت نفت و گاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان». *فصلنامه مجلس و پژوهش*، ۳۴، تابستان ۱۳۸۱: ۹۸-۷۱

سلمانی، مدیک و حمید آقاجانزاده، (۱۳۶۰) *الگوی توزیع درآمد در مناطق شهری و روستایی ایران*، تهران: مرکز آمار ایران.

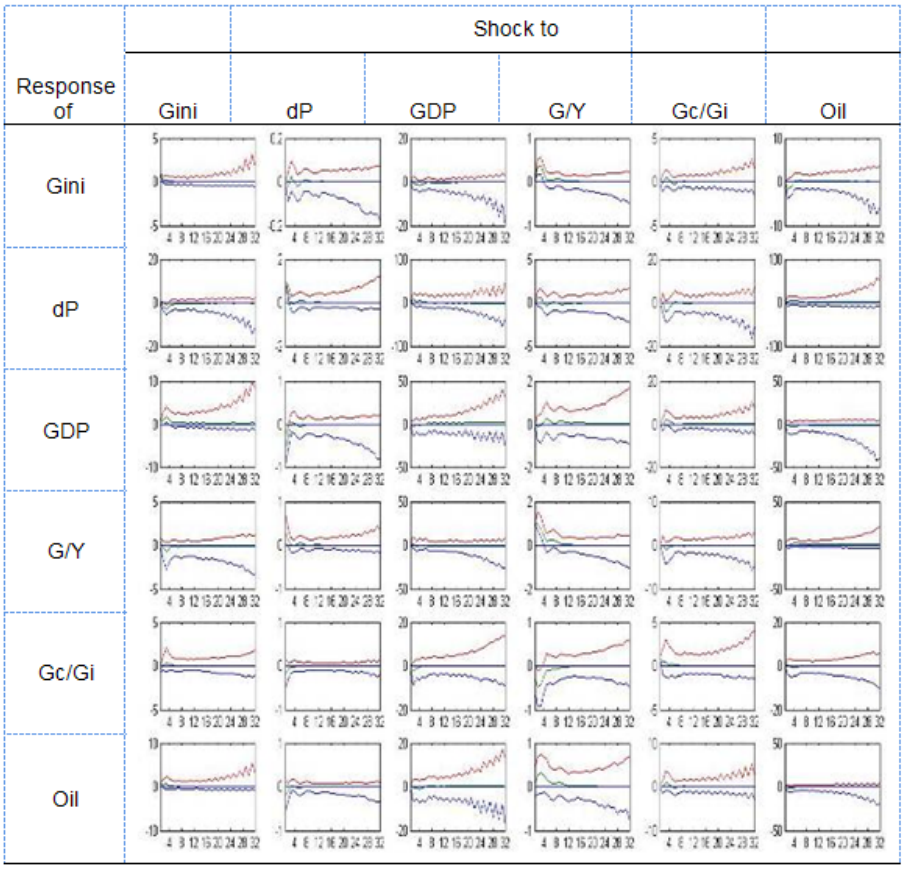
صمدی، سعید (۱۳۷۱) بررسی تأثیر تورم بر توزیع درآمد در ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه اصفهان، دانشکده علوم اداری و اقتصادی، خردادماه.

طاهری، شهنام (۱۳۶۶). توزیع درآمد در ایران و بررسی اقتصادسنجی علل نابرابری آن. پایان‌نامه کارشناسی ارشد، گروه صنایع دانشگاه صنعتی اصفهان.

کیانگ چاو، داوودی و گوپتا (۲۰۰۰)، ترجمه محسن کلانتری، «سیاست‌های مخارج اجتماعی دولت و مالیات‌ها و توزیع درآمد در کشورهای در حال توسعه»، *مجله پژوهشها و سیاست‌های اقتصادی*.

مرادی، محمد علی. (۱۳۸۹) «تأثیر نفت بر نماگرهای اقتصاد کلان ایران با تأکید بر مکانیزم‌های انتقال و آثار»، *فصلنامه پژوهشهای اقتصادی*، شماره دوم، ص ۱۴۰ – ۱۱۵.

مهرآرا، محسن ، ابریشمی، حمید و زمان زاده نصرآبادی، حمید (۱۳۸۹) «مصیبت منابع یا نهادها؟ مطالعه موردی کشورهای صادرکننده نفت»، *پژوهشنامه اقتصادی*، شماره سوم، صص ۲۳۳-۲۰۵.



نمودار ۸. توابع عکس‌العمل آنی محاسبه شده با روش OLS

منابع

الف- فارسی

ابونوری، اسماعیل (۱۳۷۶). «اثر شاخص‌های اقتصاد کلان بر توزیع درآمد در ایران». *مجله تحقیقات اقتصادی*، ۵۱ پاییز و زمستان: ۳۱-۱

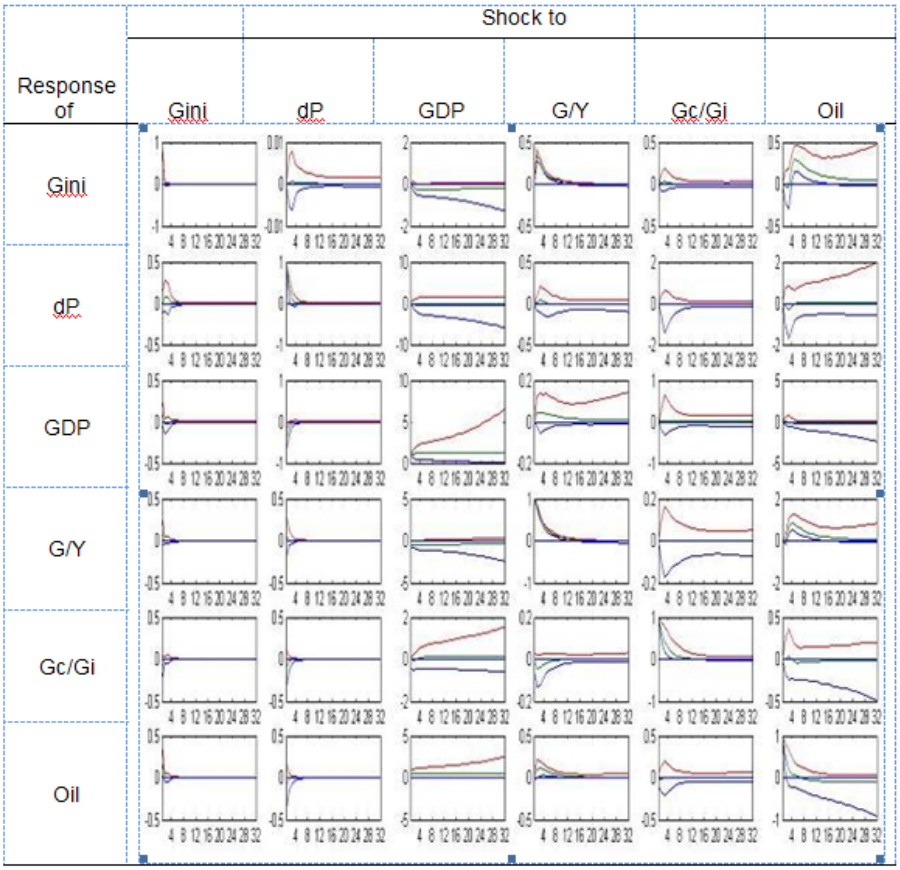
ابونوری، اسماعیل و آرش خوشکار، (۱۳۸۶)؛ «اثر شاخص‌های اقتصاد کلان بر توزیع درآمد در ایران (مطالعه بین استانی)»، *مجله تحقیقات اقتصادی*، شماره ۷۷.

پروین، سهیلا (۱۳۷۵). «توزیع درآمد و تداوم رشد». *مجله برنامه و بودجه*، ۱ (۲): ۴۶-۲۵.

محروم می‌تواند در بلندمدت باعث توسعه سرمایه اجتماعی این مناطق گشته و توزیع درآمد را بهبود بخشد.

پیوست

توابع عکس‌العمل آنی



نمودار ۷. توابع عکس‌العمل آنی محاسبه شده با تابع پیشین SSVS-Full

۳. امکان توزیع بهتر درآمدهای نفتی در میان نسل کنونی به دلیل ایجاد اشتغال در سایر صنایع و بخش‌های اقتصاد
۴. بیشتر شدن ارزش فعلی درآمدهای نفتی به دلیل افزایش قیمت نفت در طول زمان و افزایش میزان کل استخراج نفت (افزایش ضخامت ستون نفتی) به دلیل جلوگیری از افت سریع فشار مخازن و حداکثر شدن منافع ملی[۱]
۵. امکان توزیع بهتر درآمدهای نفتی در میان نسل‌های آتی و رعایت عدالت بین نسلی در این خصوص
۶. وجود ظرفیت مازاد تولید و بهره‌برداری سیاسی- اقتصادی از آن در مواقع لازم در میان‌مدت و بلندمدت

راه حل دوم مدیریت صحیح درآمدهای نفتی است. در کنار کاهش نرخ تولید از ذخایر نفتی باید از روش‌های مختلف مدیریت درآمدهای نفتی بهره جست. این روشها شامل تثبیت درآمدهای نفتی با استفاده از صندوق‌های مختلف تثبیت‌کننده، ذخیره پس‌انداز و صندوق‌های مجازی (تأمین مالی)، عقیم‌سازی درآمدهای نفتی و ... می‌باشد. لازم به ذکر است که بر اساس نتایج این مطالعه یکی از عواملی که باعث تشدید نابرابری می‌شود افزایش مخارج عمومی دولت بوده است. لذا تثبیت درآمدهای نفتی به منظور تثبیت مخارج دولت و جلوگیری از نوسانات شدید در آن می‌تواند افزایش شدید نابرابری را کنترل نماید.

سومین راهکار درخصوص کاهش آثار سوء درآمدهای نفتی بر توزیع درآمد، اختصاص مستقیم بخشی از این درآمدها به طرح‌ها فقرزدایی و توسعه مناطق محروم است. اقشار کم‌درآمد جامعه میل نهایی به مصرف بالاتری نسبت به اقشار پردرآمد داشته و معمولا افزایش درآمد آنها منجر به افزایش تقاضا در بازارهای مصرفی داخلی می‌گردد. لذا پرداخت‌های انتقالی دولت به این اقشار نه تنها نقدینگی سرگردان و به دنبال آن سفته بازی در بازارهایی همچون مسکن، طلا و ارز نمی‌گردد، بلکه باعث افزایش تقاضای واقعی برای کالاهای داخلی (که سهم بیشتری در سبد مصرفی اقشار کم‌درآمد دارند) می‌گردد. از سوی دیگر افزایش درآمد این طبقات به طور مستقیم نابرابری را در جامعه کاهش می‌دهد. همچنین طرح‌های ارتقای بهداشت و آموزش در مناطق

۱. به عنوان مثال مقایسه وضعیت مخازن نفتی کشور قبل و بعد از جنگ تحمیلی ایران و عراق، نشان دهنده بهبود وضعیت این مخازن و افزایش قابل ملاحظه ضخامت ستون نفتی تعدادی از آنها شده است (سعیدی، ۱۳۸۱: ۹۳).

انرژی کشور نیز بحث اقتصاد بدون نفت و کاهش وابستگی اقتصاد ملی به دلارهای نفتی سابقه دیرینه داشته و صاحب‌نظران متعددی در این خصوص اظهار نظر نموده‌اند. به عنوان مثال درخشان (۱۳۸۱) در مقاله خود ضمن تأکید بر استفاده بهینه از دلارهای نفتی جهت رفع تنگناهای ارزی کشور به این نکته اشاره می‌کند که میزان وابستگی توسعه اقتصادی به درآمدهای نفتی باید به مرور کاهش یابد تا از یکسو پایه‌های اقتصاد ملی بر توان و ظرفیت‌های داخلی به جای صدور نفت خام استوار گردد و از سوی دیگر نسل‌های آتی از این نعمت خدادادی محروم نگردند. بدیهی است یکی از روشهای دست‌یابی به این هدف کاهش سرعت بهره‌برداری از ذخایر نفتی و یا حداقل کاهش سرعت و کنترل جریان ورود درآمدهای نفتی به اقتصاد کشور است.

به طور خلاصه می‌توان فواید ناشی از کاهش سرعت استخراج از مخازن نفتی را به صورت زیر بیان نمود:

۱. امکان مدیریت بهتر درآمدهای نفتی و تنظیم و تعدیل آن توسط اقتصاد و جامعه

۲. امکان توسعه همزمان سایر بخش‌های اقتصاد و صنایع پیشینی و پسینی همگام با توسعه بخش نفت و تبدیل بخش نفت به موتور رشد اقتصادی کشور

انزوای بخش نفت از سایر بخش‌های اقتصاد می‌گردد (استیونز ، ۲۰۰۳: ۱۸). علاوه بر این باید این نکته را نیز مد نظر قرار داد که لزوما استخراج آهسته‌تر از ذخایر نفتی باعث کاهش ارزش فعلی جریان درآمدی آتی نمی‌گردد. چرا که از یک سو به لحاظ فنی کاهش سرعت استخراج باعث جبران افت فشار مخازن نفتی گشته و در بلندمدت با به تعویق افتادن زمان تخلیه مخازن، امکان برداشت بیشتر از مخازن را فراهم می‌آورد و از سوی دیگر با توجه به رو به اتمام بودن ذخایر نفتی جهان و نبود جانشین قوی و قابل توجه برای این ذخایر، عدم استخراج هر بشکه نفت‌خام با قیمت کنونی باعث برداشت آن در آینده با قیمت بیشتر می‌گردد.

البته لازم به ذکر است کاهش سرعت توسعه میادین نفتی پیچیدگی‌های خاصی دارد. این مسئله تابع ماهیت و نوع قراداد بین مالک منابع (دولت) و شرکت نفتی مربوطه است. بنابراین انواع مختلف قراردادهای اکتشاف – قراردادهای امتیازی مبتنی بر بهره مالکانه و مالیات، سرمایه‌گذاری مشترک، قراردادهای مشارکت در تولید (PSA)، قراردادهای خدمت و ... - الگوهای مختلفی از جریان درآمدی را ایجاد می‌نمایند. به عنوان مثال در یک نمونه قرارداد دی بیرز در کشور بوتسوانا که به استخراج الماس مربوط است به طور مؤثر و چشمگیری جریان همواری از درآمدها را برای دولت مربوطه به ارمغان آورده است.

بنابراین حتی اگر توسعه میادین نفتی سریع صورت گیرد، این امکان وجود دارد که جریان درآمدهای حاصله از طریق قرارداد مربوطه تنظیم و کنترل شود و این امر بهتر از آن است که تثبیت درآمدهای نفتی را به مرحله بعد از وصول درآمدها موکول کرده و به امید صندوق‌های تثبیت‌کننده نشست. مثال خوب برای این مسئله پروژه‌هایی است که انتظار می رود که نقطه اوج درآمدزایی آنها کوتاه‌مدت بوده و بعد از چند سال درآمد آنها کاهش یابد. در این‌گونه موارد می‌توان قرارداد را به‌گونه‌ای تنظیم نمود که پرداخت درآمدها هموارتر و طولانی‌تر گشته و قبل از رسیدن پروژه به مرحله عملیاتی شروع شده و تا بعد از اتمام پروژه نیز ادامه داشته باشد.

1. Paul Stevens (2003)

۷. جمع‌بندی و ارائه راهکارها و پیشنهادات

در این تحقیق به صورت نظری و تجربی ارتباط بین درآمدهای نفتی و نابرابری درآمدی مورد بررسی قرار گرفت. یافته اصلی این تحقیق نشان از این دارد که افزایش درآمدهای نفتی ابتدا باعث کاهش نابرابری می‌گردد، لیکن بعد از دو دوره نابرابری به مرور افزایش یافته و بعد از ۵ دوره به اوج خود می‌رسد (نمودار ۳ را ببینید). و در بلندمدت اثر مستقیم درآمدهای نفتی بر نابرابری پابرجا می‌ماند. لذا می‌توان گفت طبق نتایج به عمل آمده افزایش درآمدهای واقعی نفت باعث تشدید نابرابری در اقتصاد ایران شده است.

در اینجا به ارائه راهکارها و پیشنهاداتی جهت مدیریت بهتر درآمدهای نفتی و استفاده از آن در راستای کاهش نابرابری می‌پردازیم. با توجه به اینکه به لحاظ نظری و تجربی مشاهده شد که درآمدهای نفتی در اقتصاد ایران باعث تشدید نابرابری‌ها گردیده است، در این قسمت سعی نموده‌ایم به ارائه پیشنهادات مطرح در خصوص حل این معضل که به نوعی نفرین منابع نفتی در اقتصاد ایران در بعد توزیع درآمد محسوب می‌گردد بپردازیم. لازم به ذکر است که موارد بحث شده در این قسمت صرفا تحت عنوان پیشنهاد بوده و لزوما به طور مستقیم از نتایج این تحقیق قابل استخراج نیست.

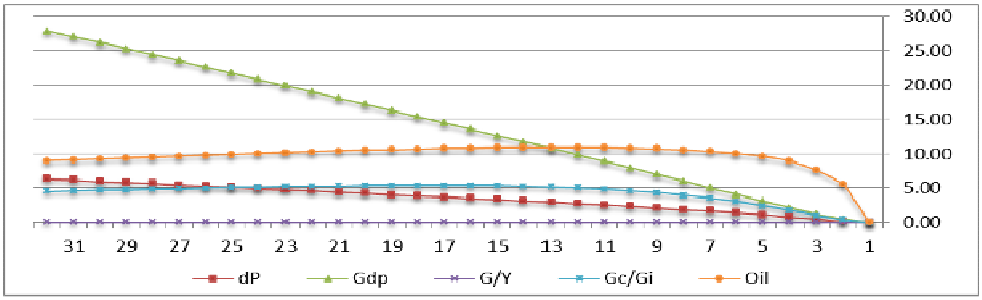
اولین راه حل که در ادبیات اقتصاد انرژی مطرح می‌شود کاهش تولید و در بیانی افراطی باقی گذاشتن ذخایر هیدروکربوری در زیر زمین است. در نگاهی کلی این گزینه یک راه حل افراطی است ولی توسط سایر اقتصاددانان برای موارد مشابه همچون مطالعه مربوط به مؤسسه اوکسفام امریکا[1] مطرح و تجویز شده است (رز[2]، ۲۰۰۱). لیکن قطع تولید از ذخایر نفتی به دلیل وابستگی شدید ارزی کشورهای صادرکننده به نفت نمی‌تواند در عمل گزینه‌ای جدی محسوب گردد. لذا این موضوع مطرح می‌شود که حداقل سرعت استخراج این ذخایر را کاهش داده و به دنبال آن سرعت ورود درآمدهای ارزی حاصله را محدود سازیم[3] (استیونز[1]، ۲۰۰۳: ۱۸). در ادبیات اقتصاد

1. Oxfam America
2 . Ross (2001)

۳. به طور کلی می‌توان گفت از نگاه تجاری هر چه سرعت استخراج و توسعه ذخایر هیدروکربوری بیشتر باشد، بهتر است. اما به منظور حداکثر سازی منافع ملی با توجه به وجود مسئله نفرین منابع، اگر یک کشور با خطرگرفتار شدن در این دام روبرو باشد، هرچه تولید نفت و گاز کشور آهسته‌تر صورت گیرد امکان تنظیم و تعدیل جریان درآمدهای نفتی توسط اقتصاد بیشتر می‌گردد. منطق حکم می‌کند که مدیریت یک جریان کم و پیوسته درآمدها بسیار آسانتر یک جریان زیاد و پرنوسان باشد. علاوه بر این توسعه آهسته بخش نفت به احتمال بیشتر می‌تواند این اجازه را به سایر بخش‌ها از جمله صنایع خدماتی بدهد که همگام و مبتنی بر توسعه بخش نفت، توسعه پیدا کنند، در حالی که توسعه سریع بخش نفت، فقط از طریق خدمات وارداتی محقق گردیده و باعث

نکته قابل تأمل این است که علی‌رغم تلاش دولت برای کاهش نابرابری در جامعه هزینه‌های صورت گرفته به صورت بهینه و کارا نبوده و تخصیص آن به گروه‌های هدف به صورت صحیح انجام نشده است.

در نمودار زیر نیز به بررسی تجزیه واریانس متغیر شاخص جینی نسبت به واریانس سایر متغیرهای مدل از ۱ تا ۳۲ دوره، پرداخته‌ایم.



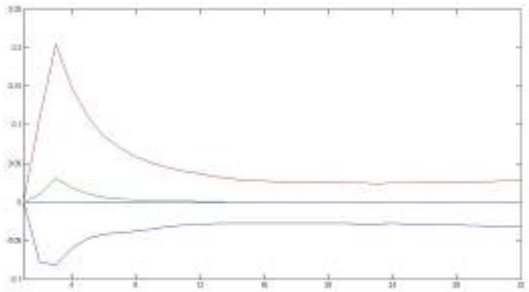
نمودار ٦. تجزیه واریانس مربوط به متغیر Gini

همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌نمایید تغییرات درآمدهای نفتی بعد از حدود ۵ سال به صورت ثابت حدود ۱۰ درصد از تغییرات شاخص جینی را توضیح می‌دهد. به غیر از خود متغیر شاخص جینی تولید ناخالص داخلی نیز نقش مهمی در توضیح تغییرات این متغیر ایفا کرده است.

جدول ۷. تجزیه واریانس متغیر Gini

دوره	Gini	dP	GDP	G/Y	GC/GI	Oil
۱	۱۰۰	۰	۰	۰	۰	۰
۵	۸۳/۸۱	۱/۱۱	۳/۰۷	۰/۰۷	۲/۳۸	۹/۵۶
۱۵	۶۷/۸۷	۳/۳۲	۱۲/۶۲	۰/۰۳	۵/۳۰	۱۰/۸۶
۳۰	۵۳/۹۶	۶/۰۱	۲۶/۱۶	۰/۰۲	۴/۶۵	۹/۲۰

ماخذ: نتایج تحقیق



نمودار ۵. واکنش متغیر Gini به شوک وارده بر متغیر Gc/Gi

برای تعیین میزان اثرگذاری متغیرهای کلان اقتصاد بر روی نابرابری درآمدی از حیث جهت و اندازه، مناسب است که در کنار نمودار توابع عکس العمل آنی از یک سری شاخص‌ها استفاده نماییم. لذا در جدول زیر میزان واکنش متغیر Gini به شوک‌های وارده بر سایر متغیرهای مدل به لحاظ میزان واکنش دوره دوم، بیشترین واکنش، دوره بیشترین میزان واکنش و میانگین واکنش‌ها در ۶ دوره اول ارائه شده است.

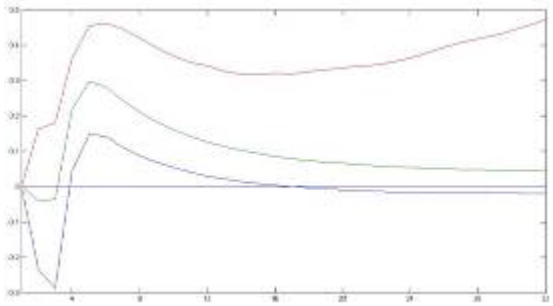
جدول ٦. واکنش شاخص جینی (Gini) به شوک‌های وارده بر سایر متغیرهای مدل

	پاسخ به شوک Gdp	پاسخ به شوک G/Y	پاسخ به شوک Gc/Gi	پاسخ به شوک Oil	پاسخ به شوک dp
میزان واکنش دوره دوم	۰	-۰/۱۲۶	۰/۳۴۲	۰/۰۱۰	۰/۰۳۹
بیشترین میزان واکنش	۰/۰۰۱	-۰/۲۷۸	۰/۳۴۲	۰/۰۳۰	۰/۲۹۸
دوره بیشترین واکنش	۲	۴	۲	۳	۵
میانگین واکنش‌ها در ۱۰دوره اول	۰	-۰/۲۲۸	۰/۱۲۰	۰/۰۰۹	۰/۱۵۳

مأخذ: نتایج تحقیق

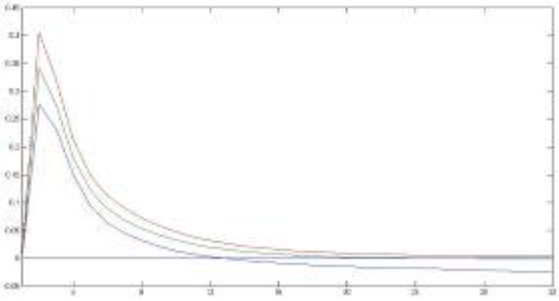
براساس جدول فوق می‌توان نتیجه گرفت که متغیر Oil بعد از متغیر G/Y بیشترین اثر را بر روی شاخص جینی داشته است. همچنین همانطور که در بالا ذکر شد تأثیر متغیر مربوط به مخارج دولت بر روی شاخص جینی نسبت به سایر متغیرهای مدل شدیدتر و سریع‌تر بوده است.

نمودار نشان داده شده است این اثر بعد از دو دوره ظاهر شده و در دوره پنجم به اوج خود رسیده و سپس به آرامی میرا می‌شود. نکته قابل توجه این است که افزایش درآمدهای واقعی نفت در سه دوره اول باعث بهبود توزیع درآمد شده است. گرچه این اثر تا دوره چهارم معنادار نبوده و از دوره ۴ تا دوره ۲۰ معنادار است.



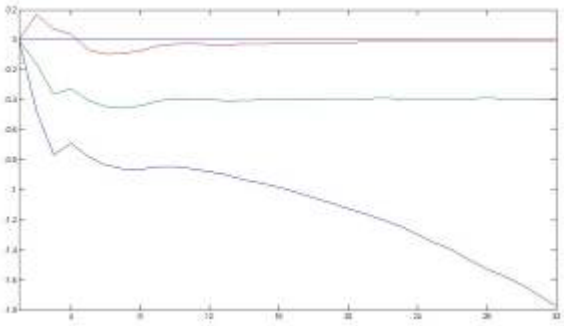
نمودار ۳. واکنش متغیر Gini به شوک وارده بر متغیر Oil

در نمودارهای زیر اثر توزیعی شوک‌های وارده بر متغیرهای مخارج عمومی دولت و نسبت مخارج مصرفی به مخارج عمرانی دولت نیز نشان داده شده است. طبق این نمودارها می‌توان نتیجه گرفت افزایش مخارج عمومی دولت از یک‌سو و افزایش هزینه‌های مصرفی نسبت به مخارج عمرانی دولت از سوی دیگر باعث تشدید نابرابری در اقتصاد ایران می‌گردد. نکته قابل توجه این است که اثر افزایش مخارج عمومی دولت بر توزیع درآمد نسبتا شدید و فوری بوده به طوری که در دوره دوم به اوج خود می‌رسد.



نمودار ٤. واکنش متغیر Gini به شوک وارده بر متغیر G/Y

عمـودی در نمودارهـای عکـس العمـل آنـی بـر حسـب انحـراف معیـار متغیـر مربوطـه از رونـد پایدار(steady-state) خود (و نه مقدار اسـمی متغیرهـا) مـی باشـد. همچنـین بـه منظـور بررسـی معناداری توابع عکس العمل، نوارهای اطمینان که در هر نقطه بیانگر صـدک دهـم و نـودم مقـدار تخمین خورده می‌باشد، نیز ترسیم شده است. ایـن نوارهـا بـا اسـتفاده از شـبیه‌سـازی نمونـه گیـری گیبس[1] محاسبه شده‌اند. معناداری در توابع عکس‌العمل آنی به ایـن معنـا اسـت کـه عکـس‌العمـل متغیرهای مربوطه به لحاظ آماری صفر نباشد. و این مسئله زمانی اتفاق می‌افتد که نوارهای اطمینان مذکور در یکسوی محور افقی قرار بگیرند (یا بالای محور افقی باشند و یا پایین) (لانـگ[2]، ۲۰۱۰: ۷۸۸). بنابراین می‌توان گفت اثر تورم بر متغیر شاخص جینی معنادار نیست.



نمودار ۲. واکنش متغیر Gini به شوک وارده بر متغیر Gdp

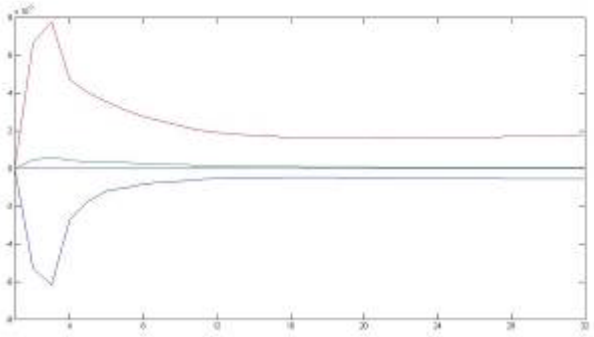
طبق نمودار بالا اثر افزایش تولید بر روی شاخص جینی منفی و پایدار است. همچنین این اثر از دوره ۴ به بعد کاملا معنادار است. لذا می‌توان نتیجه گرفت که بین تولید و بهبود توزیع درآمـد در ایران رابطه رابطه مثبتی وجود دارد. این مسئله نشان از این دارد که ایران مراحـل اولیـه توسـعه کـه مورد توجه کوزنتس بوده است را سپری کرده است و دیگر تضادی بین رشـد اقتصـادی و توزیـع درآمد وجود ندارد.

بالاخره بر اساس نمودار زیر اثر یک شوک وارده بـر متغیـر درآمـدهای نفتـی دولـت بـر روی شاخص جینی مثبت و قابل توجه است. لذا همان‌طور که انتظار می‌رفـت مـی‌تـوان گفـت افـزایش درآمدهای نفتی باعث تشدید نابرابری‌ها در اقتصاد ایران گشته است. البتـه همـان‌طـور کـه در ایـن

1. Gibbs sampeling simulation
2. Lange (2010)

توابع عکس‌العمل آنی تمامی متغیرهای مدل در پیوست نمایش داده شده است. در این نمودارها میانه پسین با خط پیوسته نمایش داده شده و خطوط نقطه چین نمایشگر صدکهای دهم و نودم می‌باشد. در نگاه اولیه دو تابع پیشین به کارگرفته شده (پراکنده (OLS) و SSVS) به وضوح نتایج مختلف و بعضا در جهت مخالفی را نشان می داد. تفاوت اصلی نتایج به دست آمده از هریک از توابع مذکور در این است که استفاده از تابع پیشین SSVS به خاطر انقباض ضرایب مدل به استنباط آماری دقیقتری می انجامد. این مسئله با مشاهده باندهای بارکتر بین صدکهای دهم و نودم در نمودار مربوط به توابع عکس العمل آنی به دست آمده از مدل BVAR-SSVS به راحتی قابل تشخیص است. از طرفی دیگر اثر شوکهای وارده در مدل تخمین زده شده با روش OLS در بسیاری از موارد ناچیز و متمایل به صفر است؛ که دلیل آن را می‌توان همان مسئله وفور پارامتر و تخمین اشتباه و متمایل به صفر ضرایب مدل دانست.

لذا در این قسمت تنها از تابع پیشین SSVS-Full برای محاسبه توابع عکس‌العمل آنی استفاده نموده و تنها واکنش شاخص جینی به شوک‌های وارده بر سایر متغیرهای مدل را مورد بررسی قرار می‌دهیم. در نمودارهای ۱ تا ۵ توابع عکس‌العمل آنی متغیر شاخص جینی در واکنش به ایجاد یک شوک (به اندازه یک انحراف معیار) در سایر متغیرهای مدل نمایش داده شده است.



نمودار ۱. واکنش متغیر Gini به شوک وارده بر متغیر dP

همان‌طور که در نمودار فوق مشاهده می‌نمایید اثر افزایش تورم بر روی شاخص جینی هرچند مثبت اما ناچیز است. اما در کل می‌توان گفت تورم باعث تشدید نابرابری در اقتصاد ایران گشته است. این امر با مبانی تئوریک نیز که قبلا اشاره شد، سازگاری دارد. لازم به ذکر است محور

جدول فوق می‌تواند از جهات مختلفی مورد استفاده قرار گیرد. به عبارت دیگر می‌توان از تابع پیشین SSVS به عنوان روشی برای انتخاب تعداد وقفه‌های بهینه مدل و یا انتخاب متغیرهای مدل مقید استفاده نمود (کوپ و کوروبلیس ۲۰۱۰)[1]. به عنوان مثال در جدول بالا به خوبی مشخص است که در وقفه‌های سوم تنها دو ضریب (ضرایب مربوط به وقفه سوم درآمدهای نفتی در معادلات سهم مخارج دولت در تولید ناخالص داخلی و نسبت مخارج مصرفی به مخارج عمرانی دولت) از اهمیت بالایی برخوردار هستند. همچنین اگر محقق بخواهد یک مدل VAR مقیدی را که تنها شامل ضرایب دارای احتمال شمولیت بالای ۵۰ درصد باشد، انتخاب نماید ($\Pr(\gamma_j = 1 \mid y) > \frac{1}{2}$) بر اساس جدول فوق مدلی را انتخاب خواهد نمود که از ۱۲۰ متغیر توضیحی موجود در مدل نامقید تنها ۱۴ متغیر (موارد پررنگ شده) را وارد کرده و ضریب بقیه متغیرها را صفر در نظر بگیرد. اما در این تحقیق همان‌طور که قبلا هم اشاره شد، با میانگین‌گیری بیزین مدلها (BMA) توابع پسین تخمین زده شده‌اند.

در مدلهای خودرگرسیون برداری برای بررسی تأثیر ایجاد یک شوک در یک متیغیر خاص بر سایر متغیرهای مدل باید از توابع عکس العمل آنی[2] استفاده نمود. در اقتصادسنجی بیزین برای محاسبه توابع عکس العمل (که تابعی غیر خطی از ضرایب مدل خودرگرسیون برداری و ماتریس Σ است) از روشهای شبیه‌سازی پسین استفاده می‌گردد. برای مقایسه نتایج به دست آمده از مدل خودرگرسیون برداری تخمین زده شده با روش OLS و مدل خودرگرسیون برداری بیزین با تابع پیشین SSVS توابع عکس العمل آنی به دست آمده از هرکدام از آنها را مورد بررسی قرار می دهیم. روش تجزیه چولسکی به عنوان روش شناسایی تکانه‌های ساختاری به ترتیب قرار گرفتن متغیرهای دستگاه حساس می‌باشد. در واقع تجزیه چولسکی نوعی ساختار بازگشتی ویژه را به مدل تحمیل می‌کند. لذا کوپ و همکاران (۱۹۹۶) و پسران و شین (۱۹۹۸) رویکرد توابع عکس‌العمل آنی تعمیم‌یافته[3] و تجزیه وارایانس خطای پیش‌بینی تعمیم‌یافته[4] را معرفی نمودند که در آن نتایج به دست آمده به ترتیب قرار گرفتن متغیرها حساس نیست. در این مقاله نیز برآورد توابع عکس‌العمل آنی و تجزیه واریانس با استفاده از این روش انجام شده است.

1. Koop,G. Korobilis,D (2010)
2. Impulse Response Function
3. Generalized Impulse Response Function
4. Generalized Variance Decomposition Function

جدول ۵. احتمال پسین شمولیت ضرایب مدل BVAR با تابع پیشین SSVS-Full

	$Gini_t$	dP_t	Gdp_t	G_t / Y_t	Gc_t / Gi_t	Oil_t
جزء ثابت	۰/۹۹۷۴	۰/۱۵۰۱	۰/۰۲۲۶	۰/۱۲۶۵	۰/۰۵۲۹	۰/۰۲۲۴
متغیر موهومی	۰/۰۵۱۳	۰/۰۶۸۷	۰/۰۷۲۸	۰/۸۳۶۰	۰/۱۶۷۸	۰/۰۵۸۴
$Gini_{t-1}$	۰/۱۰۴۱	۰/۰۶۰۶	۰/۰۳۱۹	۰/۲۳۷۹	۰/۰۵۵۶	۰/۰۳۳۲
dP_{t-1}	۰/۰۳۹۵	۰/۶۱۵۵	۰/۰۵۱۵	۰/۴۶۸۴	۰/۰۶۴۵	۰/۰۵۹۱
Gdp_{t-1}	۰/۰۲۱۴	۰/۰۲۰۴	۱	۰/۱۸۱۷	۰/۰۳۲۲	۰/۲۶۳۷
G_{t-1} / Y_{t-1}	۰/۰۲۶۰	۰/۰۱۶۳	۰/۱۲۸۸	۱	۰/۰۱۴۲	۰/۵۴۹۷
Gc_{t-1} / Gi_{t-1}	۰/۰۳۹۶	۰/۰۷۱۶	۰/۰۵۱۵	۰/۰۸۰۴	۰/۹۶۱۲	۰/۰۵۱۸
Oil_{t-1}	۰/۰۷۷۰	۰/۰۹۱۷	۰/۶۰۹۹	۰/۱۲۱۵	۰/۰۸۶۲	۰/۳۵۸۵
$Gini_{t-2}$	۰/۰۴۴۱	۰/۰۹۴۰	۰/۰۳۴۴	۰/۹۳۱۴	۰/۰۴۹۵	۰/۰۳۲۱
dP_{t-2}	۰/۰۴۹۵	۰/۱۰۰۸	۰/۰۵۶۱	۰/۱۱۴۰	۰/۰۹۷۲	۰/۰۸۸۵
Gdp_{t-2}	۰/۰۲۵۰	۰/۰۲۵۶	۰/۰۷۹۲	۰/۵۱۳۳	۰/۰۴۳۱	۰/۰۸۱۳
G_{t-2} / Y_{t-2}	۰/۰۵۳۲	۰/۰۱۶۲	۰/۱۴۹۹	۰/۱۰۴۴	۰/۰۱۷۰	۰/۷۰۷۲
Gc_{t-2} / Gi_{t-2}	۰/۰۷۶۴	۰/۰۹۶۵	۰/۱۰۲۴	۰/۱۳۳۸	۰/۰۸۷۶	۰/۰۷۸۰
Oil_{t-2}	۰/۰۵۰۶	۰/۰۷۰۰	۰/۲۲۹۱	۰/۱۷۶۶	۰/۰۵۱۸	۰/۰۶۵۴
$Gini_{t-3}$	۰/۰۴۸۳	۰/۵۲۰	۰/۰۲۸۷	۰/۹۲۷۹	۰/۰۵۰۸	۰/۰۲۷۶
dP_{t-3}	۰/۰۴۵۷	۰/۰۶۵۱	۰/۰۵۱۹	۰/۲۱۰۹	۰/۰۵۷۹	۰/۲۰۷۸
Gdp_{t-3}	۰/۰۱۷۹	۰/۰۲۳۵	۰/۰۵۹۹	۰/۱۶۵۵	۰/۰۳۸۹	۰/۰۴۲۸
G_{t-3} / Y_{t-3}	۰/۰۶۲۶	۰/۰۴۳۳	۰/۴۴۲۱	۰/۱۶۲۶	۰/۰۶۲۲	۰/۰۷۶۲
Gc_{t-3} / Gi_{t-3}	۰/۰۴۷۴	۰/۰۹۹۳	۰/۲۲۶۳	۰/۲۳۷۹	۰/۱۹۸۳	۰/۱۵۶۵
Oil_{t-3}	۰/۰۱۸۴	۰/۰۲۶۸	۰/۵۸۹۷	۰/۹۷۹۱	۰/۰۲۷۷	۰/۰۳۱۳

مأخذ: محاسبات تحقیق

همان‌طور که در جدول فوق مشاهده می‌نمایید احتمال شمولیت وقفه‌های اول اکثر متغیرهای مدل در معادله مربوط به خودشان برابر با یک است. اما احتمال شمولیت سایر متغیرها در ۶ معادله مدل بسیار پایین است.

دلیل خطای پیش‌بینی کمتر روش بیزین با تابع پیشین SSVS-Full از این روش برای محاسبه تابع عکس‌العمل آنی استفاده خواهیم نمود.

جدول ٤. شاخص RMSE پیش‌بینی مدلهای مختلف

	یک دوره جلوتر	دو دوره جلوتر	سه دوره جلوتر	چهار دوره جلوتر	متوسط یک تا چهار دوره	شاخص نسبی
OLS	۰/۶۳۸	۰/۶۳۱	۰/۷۱۵	۰/۸۶۴	۰/۷۱۲	۱
مینسوتا	۰/۴۴۳	۰/۳۹۰	۰/۵۲۹	۰/۷۱۶	۰/۵۲۰	۰/۷۳۰
توأمان طبیعی	۰/۴۱۱	۰/۳۲۹	۰/۴۸۳	۰/۶۴۲	۰/۴۶۶	۰/۶۵۵
نرمال- ویشارت مستقل	۰/۵۱۸	۰/۵۹۸	۰/۶۳۸	۰/۶۸۹	۰/۶۱۱	۰/۸۵۸
SSVS-Wishart	۰/۷۴۰	۰/۴۹۲	۰/۴۸۱	۰/۶۸۳	۰/۵۹۹	۰/۸۴۱
SSVS-Full	۰/۳۲۰	۰/۴۱۸	۰/۴۳۱	۰/۵۷۹	۰/۴۳۷	۰/۶۱۴

مأخذ: محاسبات تحقیق

استفاده از تابع پیشین SSVS این اهمکان را فراهم می‌نماید که احتمال $\Pr(\gamma_j = ۱ \mid y)$ را برای هریک از ضرایب مدل VAR محاسبه نماییم. این احتمالات پسین مربوط به داخل کردن هر یک از ضرایب مدل می تواند برای میانگین‌گیری مدلها و یا به عنوان یک معیار غیر رسمی برای انتخاب متغیرهای مدل و ساخت یک مدل جدید و مقید مبتنی بر آنها مورد استفاده قرار گیرد. در جدول زیر احتمال شمولیت پسین[1] را برای هریک از ضرایب مدل نمایش داده شده است.

1. Posterior Inclusion Probabilities

٦. نتایج

مدل مذکور با استفاده از نرم‌افزار متلب تخمین زده شده و در این قسمت نتایج به دست‌آمده از آن به تفصیل مورد بررسی قرار می‌گیرد.

یکی از مقیاس‌های انتخاب بهترین و دقیق‌ترین تابع پیشین برای محاسبه تابع عکس‌العمل آنی در مدلهای خودرگرسیون برداری بیزین پیش‌بینی خارج از نمونه است. همچنین شایان ذکر است که معمولاً از پیش‌بینی بازگشتی[1] که دربرگیرنده پیش‌بینی در زمانهای $\tau = \tau_0,\ldots,T$ می‌باشد، استفاده می‌شود. به عبارت دیگر مدل را باید $T-\tau_0$ مرتبه با استفاده از نمونه‌های فرعی[2] مناسب تخمین زد و به همین تعداد از پیش‌بینی مربوط به $\tau_0+h,\ldots,T+h$ دست یافت.[3] تابع چگالی پیش‌بینی به صورت $p(y_{i,\tau+h} \mid Data_\tau)$ است که بر اساس اطلاعاتی است که در زمان τ در دسترس است. همچنین $y_{i,\tau+h}$ متغیر تصادفی است که ما به دنبال پیش‌بینی آن هستیم (مثل dP، GDP یا Gini).

برای بررسی میزان دقت پیش‌بینی مدلهای مختلف از شاخصهایی همچون RMSE استفاده می‌شود. این شاخص به صورت زیر قابل تعریف است:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{\tau=\tau_0}^{T-h}\left[y_{i,\tau+h} - E\left(y_{i,\tau+h} \mid Data_\tau\right)\right]^2}{T-h-\tau_0+1}} \qquad (۳)$$

با در نظرگرفتن $\tau_0 = ۱۳۸۵$ و افق پیش‌بینی متفاوت از $h=۱$ تا $h=۴$ پیش‌بینی هریک از مدلهای فوق را با هم مقایسه نموده‌ایم. در جدول زیر شاخص RMSE برای مدلهای مختلف و افقهای پیش‌بینی مذکور نشان داده شده است. با توجه به ستون آخر جدول مذکور، مدل VAR با استفاده از تابع پیشین SSVS-Full و پیش‌بینی‌های دقیقتری نسبت به سایر روشها ارائه می‌کند. نکته قابل توجه آن است که مدل VAR با تابع پیشین پراکنده (OLS) دارای پایین‌ترین دقت است. بنابراین در عمل نیز مشخص شد که تخمین مدل VAR از روش اقتصادسنجی کلاسیک و استفاده از روش OLS برای تخمین آن به خاطر مشکل وفور پارامتر نتایج ضعیف‌تری را به دنبال دارد. اما استفاده از روش BVAR با تابع پیشین SSVS به خاطر منقبض شدن مدل و میل ضرایب نامربوط مدل به سمت صفر نتایج بهتری را در پی خواهد داشت. بنابراین همان‌طور که اشاره شد به

1. Recursive Forecasting
2. Sub-Samples

۳. که h در اینجا برابر با افق پیش‌بینی است.

برای بررسی وجود رابطه همجمعی میان متغیرهای مدل از آزمون یوهانسن- جوسیلیوس استفاده می‌شود. نتایج این آزمون که در جدول زیر آمده است، نشان می‌دهد هم براساس آماره λ_{trace} و هم بر اساس آماره λ_{max} دو رابطه همجمعی میان متغیرهای مدل وجود دارد.

جدول ۲. نتایج آزمون همجمعی

آزمون اثر			آزمون حداکثر مقادیر ویژه		
تعداد بردارهای همجمعی	مقدار آماره trace	احتمال	تعداد بردارهای همجمعی	مقدار آماره max	احتمال
None *	۱۲۳/۱۰۴۸	۰/۰۰۰۲	None *	۴۷/۱۶۹۶۵	۰/۰۰۶۸
At most 1 *	۷۵/۹۳۵۱۹	۰/۰۱۵	At most 1 *	۳۳/۴۹۶۴۲	۰/۰۴۵۴
At most 2	۴۲/۴۳۸۷۷	۰/۱۴۶۸	At most 2	۲۱/۵۰۵۳	۰/۲۴۶۸
At most 3	۲۰/۹۳۳۴۷	۰/۳۶۱۸	At most 3	۱۲/۹۵۳۶۷	۰/۴۵۶۵
At most 4	۷/۹۷۹۸۰۲	۰/۴۶۷۶	At most 4	۶/۹۷۵۰۹۷	۰/۴۹۲۱
At most 5	۱/۰۰۴۷۰۵	۰/۳۱۶۲	At most 5	۱/۰۰۴۷۰۵	۰/۳۱۶۲
At most 6	۱۲۳/۱۰۴۸	۰/۰۰۰۲	At most 6	۴۷/۱۶۹۶۵	۰/۰۰۶۸

منبع: محاسبات تحقیق

برای تعیین طول وقفه بهینه مدل، می‌توان مدل را به ازای وقفه‌های مختلف برآورد و براساس معیارهای اطلاعاتی وقفه بهینه مدل را تعیین کرد. مقادیر معیارهای اطلاعاتی در جدول زیر نشان داده شده است. براساس آنچه در این جدول نشان داده است، طول وقفه بهینه مدل، ۳ می‌باشد.

جدول ۳. تعیین وقفه بهینه مدل

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
۰	-۹۹/۳۲۶۸	NA	۱/۶۶E-۰۵	۶/۰۱۸۶۷۷	۶/۲۸۵۳۰۸	۶/۱۱۰۷۱۸
۱	۳۲/۶۴۶۵	۲۱۱/۱۵۷۴	۷/۱۰E-۰۸	۰/۵۳۴۴۸۶	۳/۸۵۷۷۶۹	۱/۱۷۸۷۷۳
۲	۷۷/۰۳۳۶	۵۵/۸۰۰۹۳	۵/۳۳E-۰۸	۰/۰۵۵۲۲۳	۳/۵۲۱۴۲۷	۱/۲۵۱۷۵۶
۳	۱۳۵/۱۴۳۹	۵۳/۱۲۹۳۹*	۲/۶۴E-۰۸*	-۱/۲۰۸۲۲۱*	۲/۴۰۰۹۰۳*	۰/۵۴۰۵۵۸*

* نشان‌دهنده وقفه بهینه مدل می‌باشد.

منبع: محاسبات تحقیق

جدول ۱. نتایج آزمون پایایی متغیرهای مدل

متغیرها (سطح)	آماره آزمون	احتمال	متغیرها (تفاضل مرتبه اول)	آماره آزمون	احتمال
Gini	-۲/۱۴۵۸۶۳	۰/۰۳۲۵	D(Gini)	-۲/۷۰۶۲۳۳	۰/۰۰۸۴
dP	-۱/۳۲۲۳۳۰	۰/۱۶۸۸	D(dP)	-۶/۰۵۹۸۲۱	۰
GDP	۱/۶۴۹۹۷۶	۰/۹۷۲۹	D(GDP)	-۳/۳۷۲۷۴۹	۰/۰۰۱۳
G/Y	-۰/۵۹۷۳۲۹	۰/۴۵۱۸	D(G/Y)	-۲/۸۴۵۴۶۵	۰/۰۰۵۸
Gc/Gi	-۰/۵۳۶۹۹۵	۰/۴۷۷۵	D(Gc/Gi)	-۶/۳۰۰۱۰۹	۰
Oil	-۱/۲۴۹۱۱۴۳	۰/۱۹۰۷	D(Oil)	-۶/۸۱۸۶۰۸	۰

منبع: محاسبات تحقیق

به طور معمول به دلیل وجود مسئله رگرسیون کاذب[1] در شرایطی که متغیرها پایا نیستند، ابتدا با تفاضل‌گیری متغیرها را پایا کرده و سپس در مدل وارد می‌نمایند. لیکن سیمز(۱۹۸۰) و سیمز، استاک و واتسون (۱۹۹۰) معتقدند که حتی اگر متغیرها دارای ریشه واحد باشند، نباید تفاضل آن‌ها را در سیستم وارد کرد. استدلال آن‌ها این است که هدف از تحلیل VAR تعیین روابط متقابل میان متغیرها و نه برآورد پارامترها است. در واقع استدلال اصلی آن‌ها این است که با تفاضل گیری، اطلاعاتی را که نشان دهنده وجود روابط همجمعی میان متغیرها است را از دست خواهیم داد. به همین ترتیب استدلال می‌شود که نیازی به روندزدایی از متغیرهای موجود در مدل VAR نیست (اندرس، ۱۳۸۶،ج ۲: ۷۰).

در صورتی که میان متغیرهای رابطه همجمعی وجود داشته باشد، می‌بایست از چارچوب VECM[2] استفاده نمود. اما از آنجا که مدل VECM را با تغییر و تبدیل پارامترها می‌توان به شکل یک مدل VAR معادل نوشت، چنانچه رابطه همجمعی میان متغیرهای مدل وجود داشته باشد، می‌توان یک مدل VAR با متغیرهای ناپایا را برآورد و به نتایج معتبری رسید (ر.ک. سلوور و راند[3] (۱۹۹۶: صص ۵۶۹-۶۰۲)).

1. Spurious Regressions
2. Vector Error Correction Model
3. Selover and Round

۵. تصریح مدل و داده‌های مورد استفاده

در مجموع مدلی که برای بررسی اثر درآمدهای نفتی بر توزیع درآمد در ایران مورد استفاده قرار داده‌ایم مدل VAR(3) با ۶ متغیر درونزا و ۱ متغیر برونزای موهومی است که در زیر نشان داده شده‌است.[۱]

$$\begin{pmatrix} Gini_t \\ dP_t \\ Gdp_t \\ G_t/Y_t \\ Gc_t/Gi_t \\ Oil_t \end{pmatrix}' = z_t'C + \sum_{j=1}^{3} \left(\begin{pmatrix} Gini_{t-j} \\ dP_{t-j} \\ Gdp_{t-j} \\ G_t/Y_{t-j} \\ Gc_t/Gi_{t-j} \\ Oil_{t-j} \end{pmatrix}' A_j \right) + \begin{pmatrix} \varepsilon_t^{Gini} \\ \varepsilon_t^{P} \\ \varepsilon_t^{Gdp} \\ \varepsilon_t^{G/Y} \\ \varepsilon_t^{Gc/Gi} \\ \varepsilon_t^{Oil} \end{pmatrix}' \qquad (۲)$$

شایان ذکر است که متغیرهای مدل به صورت بردار ۶×۱ $y_t = (Gini_t \quad dP_t \quad Gdp_t \quad G_t/Y_t \quad Gc_t/Gi_t \quad Oil_t)$ است. بردار $z_t' = (i \quad War)$ شامل جزء ثابت عرض از مبدأ و متغیر موهومی War است که برای در نظر گرفتن شرایط دوران جنگ در مدل لحاظ شده است. $Gini_t$ برابر با شاخص ضریب جینی است. dP_t برابر با نرخ تورم است که با استفاده از شاخص قیمت مصرف‌کننده محاسبه شده است. Gdp_t نیز تولید ناخالص داخلی سرانه بدون نفت به قیمت‌های ثابت سال ۱۳۷۶ است. G_t/Y_t برابر با سهم مخارج دولت از تولید ناخالص داخلی است. Gc_t/Gi_t نیز برابر با نسبت مخارج مصرفی به مخارج عمرانی دولت است. Oil_t نیز درآمد واقعی سرانه نفت می‌باشد. برای محاسبه درآمد واقعی نفت ابتدا قیمت نفت ایران را با در نظر گرفتن شاخص قیمت مصرف‌کننده امریکا تعدیل نموده و در صادرات نفت ایران ضرب نموده، سپس مقدار به دست آمده را بر جمعیت تقسیم نموده‌ایم تا درآمد واقعی سرانه نفت به دست آید.

آمار استفاده شده در این تحقیق به صورت سالانه بوده و مربوط به سالهای ۱۳۵۲ الی ۱۳۸۹ است که از بانک اطلاعات سری زمانی و نماگرهای اقتصادی بانک مرکزی و مرکز آمار جمع‌آوری شده است. در جدول زیر نتایج مربوط به آزمون پایایی متغیرها نمایش داده شده است.

---

۱. همانطور که مشاهده می‌نمایید تعداد پارامترهای مدل بسیار زیاد بوده و برابر با ۲۰۰ است. در حالی که تعداد مشاهدات مدل ۳۵ است. لذا بدون استفاده از روشهایی همچون بیزین تخمین چنین مدلی اساساً از دقت بسیار پایینی برخوردار خواهد بود.

داشته باشد و با تورم توأم شوند، سودآوری فعالیت‌های غیر مولد و رانت‌جویانه افزایش می‌یابد. بنابراین، به‌جای تخصیص منابع به فعالیت‌های اشتغال‌زا منابع به سوی فعالیت‌هایی سرازیر می‌شود که سود کلانی را نصیب افراد خاص می‌کند، در نتیجه توزیع درآمد شرایط بدتری پیدا خواهد کرد.

مخارج دولت و ترکیب آن

اثر هزینه‌های دولت بر توزیع درآمد قاعدتاً در جهت کاهش نابرابری است. اما با نگرش خرد به این مسئله می‌توان ادعا نمود اثر هزینه‌های دولتی بر توزیع درآمد، بستگی به توزیع این مخارج بین بخش‌ها، مناطق و گروه‌های درآمدی خواهد داشت. مخارج سرمایه‌ای می‌توانند با افزایش بهداشت و آموزش و پروش از حلقه نیروی کار بر وضعیت توزیع درآمد آثار مساعدی داشته باشد (ابونوری و خوشکار، ۱۳۸۶: ۱۷۳). مخارج سرمایه‌ای در جهت گسترش شبکه جاده‌ای کشور به منظور توزیع آسانتر محصولات کشاورزی، زیرساخت‌های مورد نیاز در بخش کشاورزی همچون صنعتی‌سازی و گسترش مجتمع‌های کشت و صنعت، بهبود سیستم‌های آبیاری و آبرسانی به مناطق خشک روستایی می‌تواند در زمینه کاهش فقر از این مناطق و رسیدن به رشد اقتصادی پایدار مؤثر واقع گردد.

طبق مطالعات تجربی چاو، داوودی و گوپتا (۲۰۰۰) و بلیجر و گاریرریو[1] (۱۹۹۰) هزینه‌های دولتی ممکن است به دلایل مختلف مانند روش تأمین مالی هزینه‌های دولتی، ترکیب هزینه‌های دولتی و توزیع این مخارج بین بخش‌ها، آثار مساعد یا نامساعدی بر توزیع درآمد داشته باشد. بنابراین به لحاظ تئوریک نمی‌توان وجود رابطه مستقیم یا غیر مستقیم بین مخارج دولت و توزیع درآمد را تعیین نمود.

در این مطالعه از متغیرهای سهم مخارج عمومی دولت در تولید ناخالص داخلی، G/Y، به عنوان شاخص اندازه دولت است و نسبت مخارج مصرفی دولت به مخارج سرمایه‌ای آن، G_C/G_i، به عنوان شاخص ترکیب مخارج دولتی استفاده شده است.

درآمدهای نفتی

درآمدهای نفتی از طرق کانالهای مختلفی می‌تواند بر توزیع درآمد تأثیر بگذارد که مهمترین آنها در قسمت مبانی نظری ارائه و بررسی شدند.

1. Blejer, M. I, and I. Guerrero, (1990)

به گونه‌ای که

$$Y=\begin{pmatrix} y_1' \\ \vdots \\ y_T' \end{pmatrix},\ X=\begin{pmatrix} x_1' \\ \vdots \\ x_T' \end{pmatrix},\ A=\begin{pmatrix} C \\ A_1 \\ \vdots \\ A_p \end{pmatrix},\quad \varepsilon=\begin{pmatrix} \varepsilon_1' \\ \vdots \\ \varepsilon_T' \end{pmatrix}$$

باشد. همان‌طور که مشاهده می‌نمایید ماتریس Y به‌گونه‌ای تعریف شده‌است که ابعاد آن $T\times n$ بوده و تمامی T مشاهده مربوط به هر یک از متغیرهای وابسته را در ستون‌های جداگانه نشان می‌دهد.

انتخاب متغیرهای مدل

براساس مطالعات صورت گرفته که در قسمت پیشینه تحقیق مورد اشاره قرار گرفت، می‌توان متغیرهای زیر را به عنوان مهمترین متغیرهای تأثیرگذار بر شاخص جینی معرفی نمود.

درآمد سرانه

یکی از مهمترین نظریه‌ها در خصوص تأثیر درآمد سرانه بر توزیع درآمد، فرضیه کوزنتس است. فرضیه کوزنتس بیان می‌کند که در مراحل اولیه توسعه شکاف درآمدی افزایش و در مراحل بالاتر توسعه، نابرابری کاهش می‌یابد. مبنای این فرضیه به طور خلاصه این است که نسبت پس‌انداز به درآمد در گروه‌های درآمدی به طور متناسب افزایش می‌یابد. از این رو، جامعه در مراحل اولیه توسعه – که به حجم بالای سرمایه‌گذاری نیاز دارد- به ناچار می‌بایست درجه‌ای از تمرکز در درآمدها را بپذیرد تا به تدریج پس از توسعه ظرفیت‌ها و افزایش منابع امکان اعمال سیاست‌های توزیعی فراهم شود.

نرخ تورم

نرخ تورم به دلیل تأثیر بر وضعیت تخصیص و توزیع منابع، توزیع مجدد درآمد و انحراف منابع از تولید به فعالیت‌های رانت‌جویانه و غیر مولد، توزیع درآمد را تحت تأثیر قرار می‌دهد. تورم برای برخی از مردم به منزله مالیات و برای برخی دیگر نوعی یارانه تلقی می‌شود. تورم باعث تغییر توزیع درآمد به ضرر گروه‌های درآمدی ثابت یا حقوق‌بگیران می‌شود.

از سوی دیگر، نرخ بالای تورم تصمیمات بنگاه‌های تولیدی و مالی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. نرخ تورم بالا باعث می‌شود تا عاملان اقتصادی به جای افزایش درآمد از طریق بهره‌وری بنگاه در پی کسب رانت‌های ناشی از تورم باشند. در شرایطی که انحصارات و مراکز نفوذ و قدرت وجود

رگرسیون تخمین زده شده، متغیر جانشین رانت‌جویی بیشترین تأثیر را بر نابرابری توزیع درآمد داراست.

مرادی (۱۳۸۹) در مقاله خود بر اساس داده‌های دوره ۸۵-۱۳۴۷ به بررسی تأثیر درآمدهای نفتی بر روی رشد اقتصادی و توزیع درآمد می‌پردازد. یافته‌های او حاکی از تأثیر مثبت نفت بر رشد اقتصادی و توزیع درآمد در بلندمدت است لیکن این تأثیرات بسیار ناچیز است.

مهرآرا، ابریشمی و زمان‌زاده نصرآبادی (۱۳۸۹) نیز به بررسی نقش نهادها و ساختارهای حاکم در یک کشور در نوع و نحوه اثرگذاری درآمدهای نفتی بر رشد و توسعه اقتصادی کشورهای صادرکننده نفت می پردازند. آنان بر اساس مدلهای اقتصاد سنجی پانل بر مبنای اطلاعات دوره ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۷ برای ۲۳ کشور مهم صادر کننده نفت به این نتیجه می رسند که متغیر کلیدی و تعیین کننده در تبدیل رانت حاصل از منابع نفتی به مصیبت یا موهبت، کیفیت نهادی حاکم در کشورهای صادرکننده نفت است. به علاوه شاخص کیفیت نهادی ایران کمتر از حد آستانه لازم بوده و احتمالا در ایران منابع نفتی مصیبت بوده است.

٤. مدل تحلیلی تحقیق

مدل خودرگرسیون برداری بیزین

مدل خودرگرسیون برداری نامقید با n معادله و ρ دوره وقفه که به صورت $VAR(\rho)$ نمایش داده می‌شود را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$y_t' = z_t'C + \sum_{j=1}^{\rho} y_{t-j}' A_j + \varepsilon_t' \qquad ; \qquad t = 1,\ldots,T \qquad (1)$$

که در آن y_t بردار $n\times 1$ شامل متغیرهای وابسته بوده، z_t بردار $h\times 1$ اجزای ثابت و متغیرهای برونزا[1]، C و A_j به ترتیب ماتریس $h\times n$ و $n\times n$ ضرایب مدل و ε_t بردار اجزای خطا است به‌گونه‌ای که $\varepsilon_t \overset{iid}{\sim} N_n(0,\Sigma)$ فرض شده‌است. ماتریس واریانس کواریانس Σ نیز یک ماتریس معین مثبت مجهول با ابعاد $n\times n$ است.

با تعریف بردار $x_t' = (z_t', y_{t-1}', \ldots, y_{t-p}')$ می‌توان مدل ارائه شده در معادله ۱ را به صورت زیر بازنویسی نمود:

$$Y = XA + \varepsilon$$

---

۱. h در اینجا برابر با تعداد متغیرهای برونزا به اضافه ۱ (جزء عرض از مبدأ) می‌باشد.

بعضی از مقالات از جنبه اقتصاد نهادی به این موضوع نگاه کرده و بیان می‌دارند منابع طبیعی همچون نفت تأثیر نامطلوبی بر نهادهای کشورهای صادرکننده نفت دارند و از این طریق عملکرد اقتصادی این کشورها را تحت تأثیر قرار می‌دهند. مارتین و سابرامانیان[3] (۲۰۱۳) در مقاله‌ای این موضوع را در مورد کشور نیجریه بررسی کرده و نشان می‌دهند کیفیت نهادهای اقتصادی این کشور به شدت تحت تأثیر منفی درآمدهای نفتی قرار گرفته‌اند. آنها توزیع مستقیم درآمدهای نفتی در میان مردم را به عنوان راه حل این معضل پیشنهاد می‌کنند.

۳. مطالعات صورت گرفته در داخل کشور

مطالعات متعددی نیز در مورد کشور ایران در زمینه اثرات متغیرهای کلان اقتصادی بر روی توزیع درآمد انجام شده است که از آن‌جمله می‌توان به مطالعه مهران (۱۹۷۵)، مرادی (۲۰۰۹)، سلمانی و آقاجانزاده (۱۳۶۰)، طاهری (۱۳۶۶)، صمدی (۱۳۷۱)، پروین (۱۳۷۵) و ابونوری (۱۳۷۶) اشاره نمود.

جرجرزاده و اقبالی (۱۳۸۴) در مطالعه خود به بررسی اثر درآمدهای نفتی بر توزیع درآمد در ایران با استفاده از روش خودهمبستگی با وقفه‌های توزیعی (ARDL) برای سال‌های ۸۱-۱۳۴۷ پرداخته‌اند. نتایج به دست آمده توسط آنان نشان می‌دهد که درآمدهای نفتی به طور معنی‌داری سبب نابرابرتر شدن توزیع درآمد در کل کشور و در فضای شهری می‌گردد.

رحمانی و گلستانی (۱۳۸۸) در مقاله خود به بررسی اثر مستقیم و غیرمستقیم وفور منابع طبیعی بر روی متغیرهای اقتصادی پرداختند تا با شناسایی مسیرهای مختلف تأثیرگذاری، راه‌حلی برای دستیابی به رشد بالاتر اقتصادی استخراج کنند. آنان با بررسی ۱۶ کشور از میان کشورهای توسعه‌یافته و درحال توسعه نفت‌خیز اثر درآمدهای بالای نفتی بر روی نابرابری توزیع درآمد را مورد بررسی قرار داده و به این نتیجه رسیدند که در دهه اخیر درآمدهای نفتی در کشورهای توسعه یافته‌ای که دولت کارا دارند، سبب کاهش نابرابری توزیع درآمد و در بیشتر کشورهای دارای دولت‌های با کارایی کم‌تر سبب افزایش نابرابری شده است. علت این تفاوت را می‌توان در زیرساخت نهادی و قانونی کشورها و ایجاد فرصت‌های رانت‌جویی جستجو کرد، چنان که در

1 . Sarraf, M. & M. Jiwanji. (2001)
2 . Buccellato (2009)
3 . Xavier Salai- Martin & Arvind Subramanian (2013)